

**UMA AVALIAÇÃO DAS FORMAS DE COMERCIALIZAÇÃO DA  
ENERGIA CO-GERADA PELO SETOR SUCROALCOOLEIRO**

**ZILMAR JOSÉ DE SOUZA**

Economista

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. **HELOISA LEE BURNQUIST**

Dissertação apresentada à Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Ciências, Área de Concentração: Economia Aplicada.

**PIRACICABA**

Estado de São Paulo – Brasil

Fevereiro - 2000

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)**  
**DIVISÃO DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO - Campus "Luiz de Queiroz"/USP**

Souza, Zilmar José de

Uma avaliação das formas de comercialização da energia co-gerada pelo setor  
sucroalcooleiro / Zilmar José de Souza. - - Piracicaba, 2000.

142 p.

Dissertação (mestrado) - - Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz, 2000.  
Bibliografia.

1. Comercialização 2. Economia 3. Energia elétrica 4. Indústria sucro-alcooleira I.  
Título

CDD 333.7932

**"Permitida a cópia total ou parcial deste documento, desde que citada a fonte – O autor"**

À minha esposa **Raquel**, pelo companheirismo, apoio e carinho demonstrados em todos os momentos de nossa união.

Ao meu pai **Vilmar**, à minha mãe **Maria do Carmo**, à minha irmã **Carla** e ao meu cunhado **Magno**, pelo exemplo de cooperação e incentivo em todos os momentos de minha vida.

## **Agradecimentos**

À Professora Dr<sup>a</sup>. Heloisa Lee Burnquist, orientadora desta dissertação, pelo imensurável apoio e motivação, pela qualidade de suas observações, pelo extremo profissionalismo e pela constante dedicação durante o desenvolvimento desta pesquisa.

Ao corpo docente do Departamento de Economia, Administração e Sociologia Rural, pelo ensinamentos valiosos. Especialmente, agradeço aos professores Adriano Júlio de Barros Vicente de Azevedo Filho, Carlos José Caetano Bacha, João Gomes Martines Filho, Marcos Sawaja Jank e Mirian Rumenos Piedade Bacchi, pelo apoio e valiosas contribuições para o aperfeiçoamento deste trabalho.

Aos colegas do curso de mestrado, especialmente aos amigos Alessandra Santos, Carla Regina Freire, Cassiana Neris, Dalton Leite, Marta Cristina Marjota-Maistro e Sandro Emilio Bortolin, pelo constante companheirismo.

Ao colega de curso de mestrado e também padrinho de meu casamento Edson Costa Bignotto, pelo apoio e valiosa discussão de idéias e de objetivos.

Aos funcionários do DESR, pela presteza e inestimável auxílio e, em especial, às secretarias Helena Aparecida Cardoso de Oliveira e Maria Aparecida Maielli Travalini e às bibliotecárias Ligiana Clemente do Carmo e Luciana Cristina Cipriano, pela dedicação e cooperação no decorrer de todo o curso.

À CAPES, pela bolsa de estudos concedida durante o curso de mestrado e pelo auxílio financeiro para a realização deste trabalho.

A todos os profissionais envolvidos na realização deste trabalho, pelo fornecimento de dados e pela troca de idéias.



## SUMÁRIO

	Página
LISTA DE FIGURAS.....	vii
LISTA DE TABELAS.....	viii
RESUMO.....	xi
SUMMARY.....	xiii
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Importância.....	1
1.2 Objetivos .....	3
1.3 Organização do estudo.....	4
2 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	5
2.1 Aspectos produtivos da energia elétrica.....	5
2.2 Características do setor elétrico nacional.....	7
2.2.1 Caracterização da atividade de co-geração no setor sucroalcooleiro.....	13
2.2.1.1 O Estado de São Paulo e a co-geração.....	17
2.3 O ambiente institucional e a reestruturação do setor elétrico nacional.....	20
2.3.1 Fatores determinantes da necessidade de reestruturação.....	20
2.3.2 A organização proposta para o setor.....	27
2.3.2.1 Mercado de Atacado de Energia.....	30
2.3.2.2 Operador Nacional do Sistema - ONS.....	35
2.3.2.3 O ONS e a formação de preço no mercado <i>spot</i> .....	36
2.3.2.4 Consumidores livres e cativos.....	37
2.3.2.5 Geração.....	39
2.3.2.6 Transmissão.....	41
2.3.2.7 Distribuição.....	42
2.3.2.8 Comercialização.....	43
2.3.2.9 Os contratos de comercialização.....	44
3 MARCO TEÓRICO: A NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL E SUAS VERTENTES.....	47
3.1 A Nova Economia Institucional.....	48
3.1.1 O Ambiente Institucional.....	51

3.1.2 A Economia dos Custos de Transação.....	52
3.1.2.1 A racionalidade limitada.....	54
3.1.2.2 O oportunismo.....	56
3.1.2.3 A especificidade do ativo.....	57
3.1.2.4 Frequência.....	59
3.1.2.5 Incerteza.....	60
3.1.3 As estruturas de governança e suas variáveis de influência.....	61
4 OS CO-GERADORES SUCROALCOOLEIROS E SUA INSERÇÃO NO NOVO AMBIENTE INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL.	64
4.1 A reestruturação do setor elétrico e a atividade de co-geração sucroalcooleira.....	64
4.1.1 A compra garantida do excedente co-gerado.....	65
4.1.2 As novas formas de comercialização da energia co-gerada.....	65
4.1.3 O livre acesso à conexão e uso das redes de transmissão e distribuição.....	67
4.1.4 Linhas de financiamento.....	70
4.1.5 A questão dos valores normativos.....	72
4.2 Sugestões de alteração no ambiente institucional do setor elétrico.....	76
4.2.1 O ambiente institucional do setor elétrico: sugestão de modificações no aparato legal.....	77
4.2.2 O ambiente institucional do setor elétrico: sugestão de implementação e desenvolvimento de políticas públicas.....	79
4.2.3 O ambiente institucional do setor elétrico: sugestão de implementação e desenvolvimento de políticas privadas.....	80
5 UMA AVALIAÇÃO DAS FORMAS DE COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA CO-GERADA PELO SETOR SUCROALCOOLEIRO.....	84
5.1 A atividade de co-geração no setor sucroalcooleiro e a Economia dos Custos de Transação.....	84
5.1.1 Incerteza.....	85
5.1.2 Ativos dedicados.....	85
5.1.3 A especificidade do ativo.....	86
5.1.3.1 Especificidade locacional.....	86
5.1.3.2 Especificidade física do ativo e de marca.....	87

5.1.3.3 Especificidade temporal.....	87
5.1.4 A freqüência nas transações.....	88
5.2 As formas de comercialização.....	88
5.2.1 A forma tradicional: venda direta ao concessionário de serviço público de energia elétrica.....	90
5.2.2 Consumidores livres de energia elétrica.....	92
5.2.3 Comercializadores de energia elétrica.....	95
5.2.4 A comercialização através do Mercado Atacadista de Energia.....	97
5.2.4.1 A venda no mercado <i>spot</i> .....	97
5.2.4.2 Os contratos bilaterais de curto prazo.....	100
5.3 A incerteza nos mercados de curto prazo.....	101
5.3.1 A sazonalidade no consumo de energia elétrica.....	102
5.3.2 O risco de preço nos mercados de curto prazo.....	106
5.3.2.1 O comportamento da oferta de energia elétrica.....	106
5.3.2.1.1 O índice de sazonalidade de energia elétrica.....	108
5.3.3 A oferta e o consumo de energia elétrica.....	111
5.3.4 O comportamento esperado para os preços nos mercados de curto prazo e a energia de co-geração.....	113
5.4 Avaliando as estruturas de governança esperadas no setor elétrico brasileiro.	116
6 CONCLUSÕES.....	119
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	122
APÊNDICE 1.....	133
APÊNDICE 2.....	137
APÊNDICE 3.....	142

## LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1 - Energia elétrica co-gerada sobre o total produzido, diversos países, 1999 (em %).....	11
Figura 2 - Produção de energia hidráulica, 1983-1998 (em milhares de GWh).....	25
Figura 3 - Modelo institucional vigente antes do início do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, em 1995.....	28
Figura 4 - Modelo institucional estabelecido pelo processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro.....	29
Figura 5 - Média móvel de cinco meses para a energia armazenada e o custo marginal de operação, do sistema elétrico Sul/Sudeste/Centro-Oeste, 1931-1994.....	32
Figura 6 - Esquema de Três Níveis de Oliver E. Williamson.....	50
Figura 7 - Nível mensal de armazenamento nos reservatórios hidrelétricos do sistema elétrico Sul/Sudeste, 1998-1999 (em % utilizada da capacidade total de armazenamento).....	99
Figura 8 - Índices mensais de sazonalidade relativos para o consumo total e para o consumo na ponta e armazenamento dos reservatórios, sistema elétrico Sudeste, janeiro a dezembro.....	111
Figura 9 - Índices mensais de sazonalidade relativos para o consumo total e para o consumo na ponta, armazenamento dos reservatórios, sistema Sudeste, e para a produção de cana-de-açúcar moída, região Centro-Sul, janeiro a dezembro.....	115

## LISTA DE TABELAS

	Página
Tabela 1 - Produção de energia elétrica, por fonte de geração, 1998 (em GWh)..	8
Tabela 2 - Participação regional no consumo de energia, 1998-2008 (em %).....	10
Tabela 3 - Capacidade instalada por tipo de fonte, 1998-2008 (em GW).....	10
Tabela 4 - Eletricidade produzida por geradores públicos e autoprodutores, Brasil, 1982-1998 (em GWh).....	12
Tabela 5 - Consumo de energia elétrica por classe no sistema elétrico nacional, 1997-1998 (em GWh).....	12
Tabela 6 - Plano de expansão da oferta de energia elétrica, 1998-2008 (em GW).....	13
Tabela 7 - Produção de energia elétrica pelos autoprodutores por fonte de geração, 1982-1998 (em GWh).....	16
Tabela 8 - Demanda e consumo co-gerados pelo setor sucroalcooleiro comercializados junto ao sistema elétrico do Estado de São Paulo, 1988-1995 (em MW e MWh).....	17
Tabela 9 - Consumo co-gerado pelo setor sucroalcooleiro e vendido à CPFL, 1996-1998 (em MWh).....	18
Tabela 10 - Demanda e consumo co-gerados pelo setor sucroalcooleiro e vendidos à CPFL, 1999 (em MWh e MW).....	18
Tabela 11 - Potencial de co-geração no setor sucroalcooleiro, Estado de São Paulo, 1999 (em MW).....	19
Tabela 12 - Investimentos realizados no setor elétrico, 1990-1997 (em US\$ milhões de dez/96).....	25
Tabela 13 - Investimentos previstos em setores de infra-estrutura, 1999-2003 (em US\$ bilhões).....	26
Tabela 14 - Empresas do setor elétrico brasileiro privatizadas, jan. 1995 a fev. 2000.....	26
Tabela 15 - Critérios de classificação para o consumidor livre de energia elétrica.....	37

Tabela 16 - Consumo dos grandes consumidores industriais de energia elétrica, 1970-1998 ( em GWh).....	38
Tabela 17 - Participação das empresas de geração na capacidade instalada do setor elétrico brasileiro, excluindo a geração provinda de Itaipu, 1999 (em %)....	40
Tabela 18 - Extensão das linhas de transmissão, por classe de tensão, 1998 (em km).....	41
Tabela 19 - Preços de repasse das comercializadoras referente à compra de energia elétrica através de contratos bilaterais.....	74
Tabela 20 - Valor Normativo por tipo de fonte de geração, 1999 (em R\$/MWh).	74
Tabela 21 - Potência instalada de autoprodutores e PIE's do setor sucroalcooleiro cadastrados no Mercado Atacadista de Energia, 1999 (em MW).....	89
Tabela 22 - Preços de fornecimento do MW e MWh cobrados pela CPFL, por categoria de consumidor, vigência de 09/06/1999 a 09/06/2000.....	93
Tabela 23 - Tarifas de curto prazo marginal de operação na ponta (TMO <sub>p</sub> ) e fora de ponta (TMO <sub>fp</sub> ), para o subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, jul./1999 a fev./2000 (em R\$/MWh).....	98
Tabela 24 – Quantidade de contratos bilaterais de curto prazo e volume de energia elétrica negociados através de contratos bilaterais de curto prazo, agosto a dezembro de 1999.....	100
Tabela 25 - Índice mensal de sazonalidade relativo dos consumos total e na ponta de energia elétrica, sistema elétrico Sudeste, janeiro a dezembro.....	103
Tabela 26 - Variação no índice mensal de sazonalidade relativo dos consumos total e na ponta de energia elétrica, sistema elétrico Sudeste.....	103
Tabela 27 - Distribuição média horária dos três maiores consumos registrados de energia elétrica registrados, CPFL, 1994-1998.....	105
Tabela 28 - Participação relativa do tipo de fonte de geração sobre a capacidade instalada do setor elétrico brasileiro, 1998-2008 (em %) .....	106
Tabela 29 - Armazenamento médio dos reservatórios hidráulicos do sistema elétrico Sudeste, 1989-1999 (em % do nível máximo de armazenamento ocorrido no ano).....	107

Tabela 30 – Índice mensal de sazonalidade relativo do armazenamento dos reservatórios, sistema elétrico Sudeste, janeiro a dezembro.....	110
Tabela 31 – Variação no índice mensal de sazonalidade relativo da oferta de energia hidrelétrica, sistema elétrico Sudeste.....	110
Tabela 32 – Produção de cana-de-açúcar moída mensal, região Centro-Sul, safras 96/97 a 99/00 (em mil toneladas).....	113
Tabela 33 – Índice mensal de sazonalidade relativo da produção de cana-de-açúcar moída, região Centro-Sul, maio a dezembro.....	114
Tabela 34 – Variação no índice mensal de sazonalidade relativo da produção de cana-de-açúcar moída, região Centro-Sul.....	114

## **UMA AVALIAÇÃO DAS FORMAS DE COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA CO-GERADA PELO SETOR SUCROALCOOLEIRO**

Autor: ZILMAR JOSÉ DE SOUZA

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. HELOISA LEE BURNQUIST

### **RESUMO**

Esta dissertação tem como principal objetivo analisar os atributos envolvidos nas transações realizadas entre os co-geradores de energia elétrica, especificamente do setor sucroalcooleiro, e os compradores de seu produto. Para tanto, desenvolve pesquisas qualitativas e quantitativas, adotando como principal referencial teórico a Nova Economia Institucional e duas de suas linhas de estudo: o Ambiente Institucional e a Economia dos Custos de Transação.

O trabalho foi dividido em três pesquisas principais. A primeira tratou da caracterização e análise do novo ambiente institucional do setor elétrico brasileiro, que está surgindo com o avanço do processo de reestruturação desse setor. A pesquisa seguinte buscou identificar como vem ocorrendo a inserção da atividade de co-geração sucroalcooleira dentro desse novo ambiente institucional do setor elétrico. Por fim, a última etapa, baseando-se no referencial teórico adotado nesta dissertação, proveu uma caracterização e avaliação dos atributos envolvidos nas transações realizadas entre os co-geradores sucroalcooleiros e os compradores de seu produto.

O desenvolvimento dessas pesquisas permitiu identificar que o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro tem conduzido à mudança da estrutura de governança predominante nessa indústria. Anteriormente ao início desse processo, a estrutura de governança predominante era a hierárquica, representada pela presença de forte integração vertical no setor e de relações contratuais de longo prazo. Com o avanço do processo de reestruturação, um novo ambiente institucional está sendo moldado, com medidas de desverticalização e limitação da concentração de poder de mercado. Quanto às relações contratuais, apesar da predominância de contratos de longo prazo, a possibilidade de comercialização através de contratos clássicos



comprova a alteração do ambiente institucional. Dessa forma, o trabalho de pesquisa permitiu estabelecer que a estrutura de governança, a ser adotada como predominante no setor elétrico, é a forma híbrida (com características das estruturas de governança de mercado e hierárquica). De acordo com a Economia dos Custos de Transação, essa estrutura organizacional tem sido a escolhida pelos agentes, pois, seria a mais eficiente na minimização dos custos de transação presentes no setor elétrico brasileiro.

Diante desse cenário, a análise dos atributos envolvidos na transação de comercialização da energia de co-geração sucroalcooleira permitiu prever que continuarão predominando as relações contratuais de longo prazo nesse nível da cadeia produtiva. Apesar de a pesquisa identificar períodos em que a venda da energia de co-geração tenderá a apresentar melhores receitas - quando praticada nos mercados de curto prazo - a falta de tradição de comercialização nesses mercados, as especificidades do ativo (sobretudo a especificidade temporal) e a incerteza envolvida nas transações de curto prazo deverão promover o afastamento do co-gerador sucroalcooleiro desses mercados.

Todavia, o avanço do processo de reestruturação do setor elétrico deverá proporcionar alterações nas análises apresentadas nesta dissertação. Portanto, com a consolidação do ambiente institucional planejado para o setor elétrico, a possibilidade de comercialização da energia de co-geração por meio de contratos clássicos, nos mercados de curto prazo, deverá ser avaliada através de novas pesquisas sobre o assunto.

Por último, no intuito de se estabelecer um ambiente institucional favorável ao desenvolvimento da atividade de co-geração no setor sucroalcooleiro, sugere-se a adoção de uma série de modificações no ambiente institucional do setor elétrico nacional. Espera-se que a implementação dessas propostas, por agentes públicos e privados, deverá dinamizar a atividade de co-geração sucroalcooleira, além de contribuir para o fortalecimento dos mercados de curto prazo.

# **AN EVALUATION OF THE KINDS OF COMMERCIALIZATION OF THE ENERGY CO-GENERATION BY THE SUGAR/ALCOHOL SECTOR**

Author: ZILMAR JOSÉ DE SOUZA

Adviser: Prof. Dr. HELOISA LEE BURNQUIST

## **SUMMARY**

This dissertation's main objective is to analyze the attributes involved in the transactions carried out among co-generators of electricity, specifically of the Brazilian sugar/cane sector, and the buyers of their product. In order to do this, it develops qualitative e quantitative searches, adopting as main theoretical referential the New Institutional Economics and two of its lines of study: the Institutional Ambient and Transaction Cost Economics.

The paper was divided into three main researches. The first was about the characterization and analysis of new institutional environment of the Brazilian electric sector, which is arising, with the advance of the restructuring process of this sector. The next research had as objective to identify how it has occurring the insertion of the co-generation by the sugar/cane activity inside this new institutional ambient of the electric sector. Finally, the last stage based on the theoretical referential adopted in this dissertation, provided a characterization and evaluation of the attributes involved in the transactions carried out among the co-generator of sugar/cane sector and buyers of their product.

The development of these searches allowed to identify that the restructuring process of the Brazilian electric sector has conducted to the change of the governance structure predominant in this industry. Before the beginning of this process, the predominant governance structure was the hierarchical represented by the presence of the strong vertical integration in the sector and contractual relations of long term. With the advance of the restructuring process, a new institutional ambient is being molded, with measures of disverticalization and limitation of the concentration of market power. About the contractual relations, in spite of the predominance of long-term contracts, the possibility of commercialization through classic contracts proves an alteration of the institutional ambient. Due to this, the work of search allowed to

establish that the governance structure to be adopted as predominant in the electric sector, is the hybrid form (with characteristics of market and hierarchical governance structures). According to the Transaction Costs Economics, this organizational structure has been the chosen one by the agents, because it would be the most efficient in the minimization of the transaction costs present in the Brazilian electric sector.

According to this scenery, the analysis of the attributes involved in the transactional commercialization of the electricity produced by co-generator of sugar/cane sector allowed to predict that the contractual relations of long-term in this stage of the productive chain will continue to predominate. Even though the search identifies moments in which the sale of energy co-generation will tend to present better revenues - when it is practiced in the short-term market - the lack of commercialization tradition in these markets, the active's specificities (mainly the temporal specificity) and the uncertainty involved in the short-term transactions should promote the removal of the co-generator of sugar/cane sector of these markets.

Nevertheless, the advance of restructuring process of electric sector should provide alterations in the analyses presented in this dissertation. Therefore, with the consolidation of institutional ambient designed to the electric sector, the possibility of commercialization of the energy co-generation through classic contracts, in the short-term markets, should be valued through the new searches about the subject.

Finally, with the purpose of establishing one favorable institutional ambient to the development of the co-generation activity in the sugar/cane sector, this dissertation suggests the adoption of a series of modifications in the institutional ambient of the national electric sector. It hopes the implementations of these proposals by public and private agents will promote the co-generation activity in the sugar/cane sector and will contribute for the fortification of the short-term markets.

## **1 INTRODUÇÃO**

### **1.1 Importância**

O setor elétrico brasileiro, principalmente a partir da década de 70, teve como empreendedor e gestor o Estado. No entanto, devido à dificuldade de financiamento de novos investimentos no setor e a problemas de eficiência econômica, na década de 90 teve início o processo de reestruturação do setor elétrico nacional. Segundo Gomes (1998), esse processo foi acelerado a partir de 1995, devido à perspectiva de possíveis blecautes, em razão do aumento da demanda por eletricidade (provocado pelo ganho de poder aquisitivo da população com o Plano Real) e pela crise na expansão da oferta de eletricidade. Passados cinco anos, esse processo de reestruturação foi delineado, balizado pelo relatório da consultoria Coopers & Lybrand, contratada para traçar o novo perfil do setor elétrico brasileiro. Contudo, a reestruturação permanece em andamento, suscitando freqüentes debates entre os agentes do setor e a sociedade.

A construção desse novo perfil baseia-se na idéia de inserir, seletivamente, a competição nos diversos segmentos do setor elétrico. Não sendo possível o desempenho das atividades segundo as regras de mercado, o segmento deverá manter-se regulado. Dentro desse intento, “o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro requer a desagregação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, e que as atividades de geração e comercialização deverão ser exercidas em caráter competitivo e as de transmissão e distribuição

continuarão sendo monopólios regulados” (Agência Nacional de Energia Elétrica, 1998). Os consumidores serão classificados em livres (aqueles com direito de escolher seu fornecedor de eletricidade) e cativos (“presos” à concessionária local).

Segundo Pires & Piccinini (1998), o projeto prevê que o preço da eletricidade será livre nas relações bilaterais entre os segmentos de geração e comercialização. As empresas desses segmentos que participarem do Mercado Atacadista de Energia (MAE), uma espécie de bolsa de energia, poderão comercializar a energia elétrica através do mercado de curto prazo (mercado *spot* ou contratos bilaterais de curto prazo) ou do mercado de longo prazo (contratos bilaterais de longo prazo, com prazo de duração superior a dois anos). O preço da energia elétrica nos contratos bilaterais de curto e de longo prazo será negociado livremente. No mercado *spot*, os preços deverão variar conforme a sazonalidade de oferta e demanda por energia elétrica, porém, sendo calculados por um algoritmo matemático. Para os agentes dos segmentos de geração e comercialização não participantes do MAE, vigorará a livre negociação.

Nesse novo contexto está inserida uma experiência pioneira na geração de energia elétrica, a co-geração através do bagaço da cana-de-açúcar. Diante disso, quais seriam os impactos dessa reestruturação do setor elétrico nacional sobre a atividade de co-geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro, em especial na etapa de comercialização do produto final dessa atividade? Para responder esta indagação, realiza-se, nesta dissertação, uma análise utilizando como referencial teórico a Nova Economia Institucional. Dessa Teoria serão utilizadas duas vertentes de pesquisa. A primeira será empregada em uma análise macroanalítica, cujo objetivo será qualificar o ambiente institucional proposto para o setor elétrico. A outra vertente, denominada de Economia dos Custos de Transação, será utilizada em uma análise microanalítica sobre as características das transações e formas organizacionais envolvidas na etapa de comercialização da energia de co-geração.

O enfoque desta dissertação será direcionado às relações contratuais estabelecidas entre os co-geradores do setor sucroalcooleiro e os compradores de seu produto, pois, a reestruturação do setor elétrico brasileiro está possibilitando, a esses co-geradores, novas formas de comercialização para seu produto. Dessa forma, é interessante não somente descrever e avaliar como está ocorrendo a inserção dos co-

geradores sucroalcooleiros dentro desse novo cenário, mas, também, discorrer sobre essas novas formas de comercialização propostas para a energia de co-geração, comparando-as com a forma tradicional, vigente antes do início da reestruturação do setor elétrico, ou seja, a venda para as grandes distribuidoras locais de eletricidade.

## 1.2 Objetivos

O presente trabalho tem como **objetivo geral** analisar os atributos envolvidos nas transações entre o co-gerador sucroalcooleiro e os compradores de seu produto, bem como, descrever e analisar o ambiente institucional e as estruturas de governanças preponderantes na comercialização da energia de co-geração.

Quanto aos **objetivos específicos**, são os seguintes:

- i. Descrever a evolução do ambiente institucional do setor elétrico brasileiro, com enfoque em seu processo de reestruturação;
- ii. Apresentar um histórico sobre a atividade de co-geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro e analisar sua inserção dentro do novo ambiente institucional proposto para o setor elétrico nacional;
- iii. Apresentar sugestões de políticas públicas e privadas, cuja adoção poderá adequar melhor o novo ambiente institucional do setor elétrico ao perfil da atividade de co-geração sucroalcooleira;
- iv. Apresentar e discutir as formas de comercialização para a energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro, inclusive as que estão sendo desenvolvidas com o avanço do processo de reestruturação do setor elétrico nacional; e
- v. Identificar as estruturas de governança predominantes no setor elétrico brasileiro, objetivando verificar se essas estruturas serão as predominantes na etapa de comercialização da energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro.

### 1.3 Organização do estudo

Visando atingir os objetivos propostos, a presente dissertação é estruturada em seis partes, sendo a revisão de literatura apresentada no decorrer do trabalho.

Esta primeira parte descreveu o problema a ser estudado, a delimitação da pesquisa, a relevância do trabalho e de seus objetivos.

Na segunda parte apresenta-se um breve histórico sobre o desenvolvimento institucional do setor elétrico brasileiro, abrangendo uma descrição sobre a atividade de co-geração de energia no setor sucroalcooleiro. Nessa parte, inclui-se a apresentação e a análise do novo ambiente institucional do setor elétrico brasileiro, advindo do processo de reestruturação desse setor.

A parte seguinte trata de uma revisão bibliográfica sobre o referencial teórico adotado no desenvolvimento desta dissertação: a Nova Economia Institucional.

A quarta parte apresenta e discute como está ocorrendo a inserção da atividade de co-geração sucroalcooleira dentro do novo ambiente institucional do setor elétrico. Nessa parte, apresentam-se diversas sugestões de políticas públicas e privadas cuja implementação deverá adequar melhor o novo ambiente institucional do setor elétrico ao perfil da atividade de co-geração sucroalcooleira.

Na quinta parte, utilizando-se do referencial teórico da Economia dos Custos de Transação, são apresentadas e discutidas as formas de comercialização para a energia co-gerada sucroalcooleira, inclusive as que estão sendo desenvolvidas com o avanço do processo de reestruturação do setor elétrico. Identificam-se, também, as estruturas de governança que deverão predominar no novo ambiente institucional do setor elétrico, objetivando verificar se essas estruturas serão, também, as predominantes no desenvolvimento da atividade de comercialização da energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro.

Por fim, na sexta parte apresentam-se as considerações finais sobre o conteúdo exposto nesta dissertação.

## **2 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Neste capítulo, apresenta-se uma caracterização do setor elétrico brasileiro, incluindo a atividade de co-geração de energia no setor sucroalcooleiro, seguida da descrição e análise do processo de reestruturação por qual o setor elétrico está passando.

### **2.1 Aspectos produtivos da energia elétrica**

Energia é a propriedade de um sistema que lhe permite realizar trabalho. Pode-se ter várias formas de energia: potencial, mecânica, química, eletromagnética, elétrica, calorífica etc. A energia elétrica - ou eletricidade - é uma dessas formas, podendo ser gerada através de fontes renováveis de energia (a força das águas e dos ventos, o sol e a biomassa) ou não renováveis (combustíveis fósseis e nucleares). Conforme será visto adiante, no Brasil, onde é grande o volume de recursos hídricos, a opção hidráulica é a mais utilizada e somente pequena parcela é produzida a partir de outras fontes de geração, sobretudo de origem termelétrica.

De acordo com a Eletropaulo Metropolitana (1999), as partes principais de uma usina hidrelétrica são: a barragem, que tem por função barrar o fluxo da água do rio, represando-a; as comportas e o vertedouro, que controlam o nível de água da represa, evitando transbordamentos; e a casa de máquinas, onde estão instalados os geradores acoplados às turbinas. Para transformar a força das águas em energia



elétrica, a água represada passa por dutos forçados, gira a turbina que, por estar interligada ao eixo do gerador, faz com que esse entre em movimento, gerando a energia elétrica. No caso de uma usina termelétrica, existe uma combinação diferente: a fornalha, onde é queimado o combustível (óleo, gás, biomassa etc.); e a caldeira, onde é produzido o vapor. O jato de vapor extraído da caldeira gira a turbina que, por estar interligada ao eixo do gerador faz com que esse entre em movimento, gerando a eletricidade.

A energia elétrica tem que ser produzida e consumida ao mesmo tempo, ou seja, ela é um bem não-estocável, salvo a eletricidade produzida em corrente contínua, como a armazenada em bateria, mas que, segundo Hochstetler (1998), não pode ser conservada nas quantidades requeridas de modo econômico. Assim, concluída sua geração, a energia elétrica é conduzida por cabos até uma subestação elevadora, onde transformadores aumentam o valor da tensão elétrica, expressa em Volt (V), para compensar as perdas advindas do transporte da energia elétrica. Desse modo, em um nível de tensão extremamente elevado, a eletricidade pode percorrer longas distâncias pelas linhas de transmissão, sustentadas por torres, até chegar nas proximidades de onde será consumida, sem perder as qualidades desejadas para o consumo.

Todavia, a maioria dos consumidores (principalmente os residenciais) necessita do fornecimento da energia elétrica em tensões inferiores aos de transmissão, por isso, antes da entrega direta ao consumidor, geralmente a energia elétrica precisa ser diminuída em uma subestação redutora de tensão, através de transformadores. Em seguida, ela percorre as linhas de distribuição, que podem ser subterrâneas ou, como é mais comum, aéreas, chegando ao destino final: o consumidor, que a utiliza em seus equipamentos.

A capacidade de um equipamento realizar trabalho, através da utilização de energia elétrica, é chamada **demanda**, sendo medida em Watt (W), e seus múltiplos mais comuns os seguintes: 1 KW (Quilowatt) = 1.000 Watts, 1 MW (Megawatt) = 1.000 KW, 1 GW (Gigawatt) = 1.000 MW, 1 TW (Terawatt) = 1.000 GW. Uma unidade de tempo (geralmente expressa em horas) de uso de uma unidade de demanda (W) é um Watt-hora (Wh), caracterizando o **consumo** de energia elétrica, sendo seus múltiplos mais comuns: KWh, MWh, GWh e TWh.

## 2.2 Características do setor elétrico nacional

Para auferir economias de escala e de escopo, as empresas do setor elétrico buscaram ampliar seu *market share* ao longo deste século. As chamadas indústrias de rede (energia elétrica, gás, telecomunicações, água e rede ferroviária) “Desfrutam de rendimentos crescentes provenientes de economia de escala, o que favorece a constituição de monopólios verticalmente integrados. Como são intensivas em capital, necessitando de grande volume de investimentos de longo prazo de maturação, são pouco atrativas ao capital privado.” (Gomes, 1998). Essa visão tornou-se predominante na formação do setor elétrico nacional, com a figura central de um Estado atuando tanto como regulador como agente produtor.

No entanto, nem sempre o “Estado produtor” foi o agente principal no setor elétrico nacional. Entre os anos de 1930 e 1945, era predominante a presença do capital privado no setor, podendo-se destacar a empresa Light (principal responsável pelo abastecimento do eixo Rio-São Paulo) e o grupo Amforp (responsável pelo abastecimento de grande parte das capitais das Regiões Sul e Nordeste). Segundo Vinhaes (1999), o Estado atuava principalmente na questão reguladora. Contudo, após a Segunda Guerra Mundial e até a década de 70, o Estado realizou importantes investimentos na área de geração e transmissão, ocupando o espaço da iniciativa privada. Fatos marcantes da época foram a crise de abastecimento na Região Sudeste, em meados de 50, e a encampação da Light pela estatal Eletrobrás, no ano de 1979.

A partir da década de 50, esse “Estado produtor” iniciou o delineamento de um setor elétrico baseado na utilização da eletricidade de origem hidráulica, atualmente a fonte de geração predominante, conforme observar-se na Tabela 1. O País detém grandes bacias hidrográficas e ótimas condições topográficas - podendo gerar energia hidráulica a um baixo custo marginal - além de existir forte dependência do combustível fóssil internacional. Esses baixos custos marginais das grandes usinas hidrelétricas foram possíveis devido às escalas de produção e pelas economias de escopo observadas com a interligação através dos sistemas de transmissão.

Tabela 1 – Produção de energia elétrica, por fonte de geração, 1998 (em GWh).

Fonte de geração	GWh	% do total
Bagaço de cana	3.979	1,25
Carvão vapor	4.902	1,54
Gás natural	1.171	0,37
Gás de cozinha	440	0,14
Hidrelétrica	291.371	91,53
Lenha	687	0,22
Lixívia	2.526	0,79
Óleo combustível	4.863	1,53
Óleo diesel	5.211	1,64
Outros resíduos	1.947	0,61
Outras fontes secundárias	1.226	0,39
Urânio contido no UO2	3.265	1,03
<b>Total</b>	<b>318.323</b>	<b>100,00</b>

Fonte: Ministério de Minas e Energia - MME (1999).

A conexão dos sistemas elétricos possibilitava: “(i) redução da demanda de pico agregada do sistema, já que não havia coincidência das demandas de pico de companhias distintas; desta forma, reduziam-se os investimentos necessários para atender a demanda agregada; (ii) redução nos custos de construção das centrais, fruto de economias de escala viabilizadas pela expansão do mercado; (iii) redução nos custos operacionais, tanto pela maior eficiência no consumo de combustíveis nas centrais de maior escala, quanto pela otimização do despacho [determinação de quem produz a energia elétrica], que permitia minimizar o uso de combustíveis, tirando proveito da diversidade tecnológica das centrais; (iv) sensível melhoria na qualidade do serviço, dado que a existência de diversas alternativas de suprimento da rede nos casos de falha de uma central de geração aumentava a confiabilidade e a estabilidade do sistema; e (v) uniformização de normas técnicas, com substanciais economias de escala na produção dos equipamentos elétricos” (Oliveira, 1997, p. 10).

Para o Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE (1998), isso acabou, no entanto, limitando a competição no setor elétrico, pois as outras fontes de energia eram incapazes de produzir com custos marginais inferiores aos das grandes usinas hidrelétricas estatais. Além disso, de acordo com Oliveira (1997), a contrapartida dos benefícios de interligação do sistema foi o crescimento tanto dos investimentos unitários quanto do tempo de maturação dos projetos de geração,

fazendo com que o comportamento da demanda necessitasse ser previsto para longos períodos de tempo. Assim, o aproveitamento das características naturais do País e o processo de interligação do sistema elétrico conduziram a elevadas barreiras à entrada, devido aos substanciais custos de instalação nessa indústria.

Considerando que as firmas do setor elétrico estabelecidas já tinham incorrido nesses custos de instalação, elas o consideravam custos irre recuperáveis de entrada (*sunk costs*), não influenciando em suas decisões de maximização dos lucros. Todavia, para os potenciais ingressantes, os elevados custos de instalação eram vistos como custos de produção evitáveis, ocorrendo somente se decidissem entrar nessa indústria. Sendo esses custos de instalação muito representativos, poucas firmas seriam capazes de entrar nesse mercado.

Esses fatores conduziram à formação de monopólios naturais (regulados pelo Estado)<sup>1</sup> nos segmentos de transmissão e de distribuição, uma vez que os custos nesses segmentos eram formados quase exclusivamente por custos de instalação. O motivo dos elevados custos de instalação, sobretudo no segmento de transmissão, encontra-se no fato do sistema de geração ser baseado em grandes hidrelétricas, pois, devido aos centros geradores situarem-se distantes do centro consumidor, foi necessária a construção de uma extensa malha de linhas de transmissão. De acordo com a Eletrobrás (1999), a extensão da malha de linhas de transmissão do sistema elétrico brasileiro, em 1998, chegou a aproximadamente 181.000 km.

Essa enorme rede de transmissão de eletricidade é interligada somente em dois sistemas elétricos. As Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste encontram-se interligadas, assim como a Região Nordeste é interligada com determinados locais da Região Norte. Segundo Oliveira (1997), o sistema elétrico Sul/Sudeste/Centro-Oeste é caracterizado por extensa malha de transmissão, moderado número de grandes produtores de eletricidade, grande número de consumidores e elevado consumo *per capita* com pequenas taxas de crescimento. No sistema Norte/Nordeste, o consumo é inferior ao do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, a produção de energia elétrica é concentrada em poucas geradoras e possui pequena malha de transmissão. E, por fim, os sistemas isolados do Norte apresentam elevados custos e baixo consumo. Desse

---

<sup>1</sup> Um monopólio natural “torna-se existente quando o custo médio mínimo de produção ocorre a uma taxa de produção suficiente, quase suficiente, ou mais que suficiente para abastecer todo o mercado a um preço que cobre todos os custos” (Ferguson, 1996, p.316).

modo, esses sistemas, por serem bastante peculiares entre si, conferem heterogeneidade ao setor elétrico, apesar da preponderância de uma única fonte de geração de energia elétrica - a hidráulica. A importância de cada sistema elétrico no consumo de eletricidade no País é mostrada através dos dados dispostos na Tabela 2.

Tabela 2 – Participação regional no consumo de energia, 1998-2008 (em %).

Sistema elétrico	1998	2003	2008
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	74,05	69,63	67,29
Norte/Nordeste	18,19	19,13	21,05
Norte Isolado	1,80	2,01	2,48
Consumo do autoprodutor	5,96	9,23	9,18
Total	100,0	100,0	100,0

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999-2008 - Eletrobrás (1999).

Devido à sazonalidade do fluxo de água (períodos chuvosos *versus* períodos secos) e aos custos marginais mais elevados, geralmente as usinas termelétricas (sobretudo as movidas à óleo, carvão e urânio) são complementares ao abastecimento feito pelas usinas hidráulicas. Para a Eletrobrás (1999), no entanto, pode-se observar um considerável crescimento previsto para a energia termelétrica, conforme se vê na Tabela 3. “Apesar da existência de um grande potencial hidrelétrico a aproveitar, capaz de suprir o país por mais de duas décadas, justifica-se estrategicamente planejar um programa termelétrico de transição, para a época em que o potencial hidrelétrico se tornar menos competitivo, pelo custo das usinas ou por sua distância em relação aos mercados” (Eletrobrás, 1999).

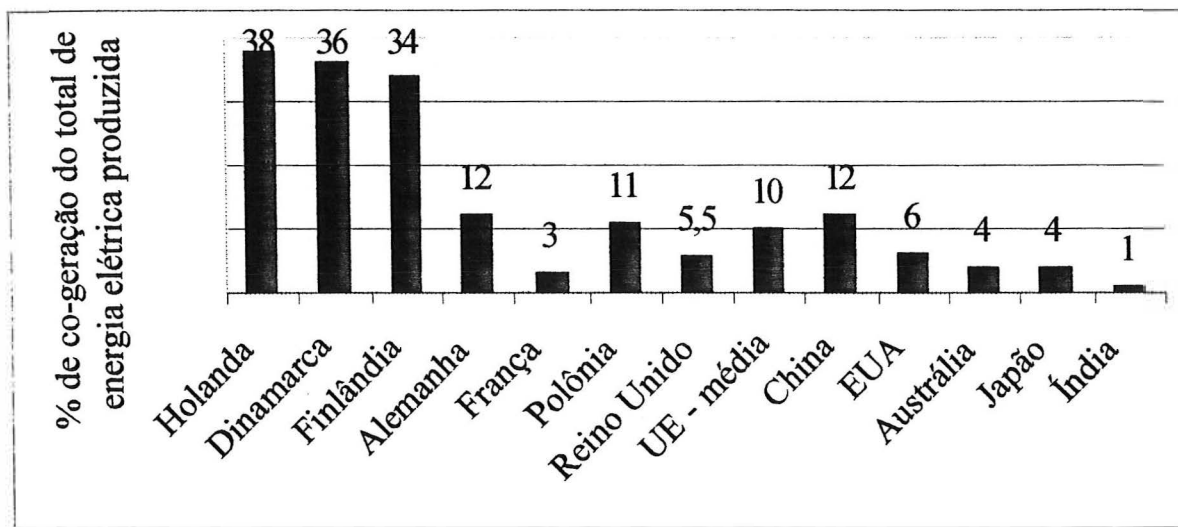
Tabela 3 - Capacidade instalada por tipo de fonte, 1998-2008 (em GW).

Tipo de fonte	1998	2003	2008	$\Delta$ % (2008/1998)
Hidrelétrica	56,0	68,4	84,6	51,07
Termelétrica	5,3	13,8	20,0	277,36
Interligação c/a Argentina	-	2,0	2,0	-
Total	61,3	84,2	106,6	73,90

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999-2008 - Eletrobrás (1999).

Outro aspecto interessante é a questão da co-geração de energia. “Em países onde há oferta de gás natural e com uma industrialização semelhante à do Brasil, a co-geração representa entre 10 e 20% da potência instalada” (Instituto Nacional de

Eficiência Energética - INEE, 1998, p.7).<sup>2</sup> Esses países adotaram medidas semelhantes às previstas no processo de reestruturação do setor elétrico nacional, proporcionando um cenário propício ao avanço da participação da co-geração sobre sua matriz energética. A Figura 1 mostra a importância relativa da co-geração sobre a produção total de energia elétrica em diversos países.



Fonte: International Cogeneration Alliance (1999).

Figura 1 – Energia elétrica co-gerada sobre o total produzido, diversos países, 1999 (em %).

De acordo com o Ministério de Minas e Energia – MME (1999), no Brasil, a co-geração pelos autoprodutores ultrapassa pouco mais de 6% da energia elétrica produzida, conforme pode-se observar através da Tabela 4. Não obstante, medidas de incentivo e regulamentação da atividade de co-geração estão sendo desenvolvidas, objetivando criar um cenário semelhante ao ocorrido nos países que alavancaram a importância da co-geração dentro de sua matriz energética. No caso específico dos produtores sucroalcooleiros de energia elétrica, várias alterações no aparato legal têm sido promovidas. Essas mudanças no aspecto legal de desenvolvimento da atividade de co-geração do setor sucroalcooleiro serão discutidas no capítulo 4.

<sup>2</sup> A co-geração não é somente representada pelo combustível bagaço de cana-de-açúcar. Esse subproduto do setor sucroalcooleiro é apenas um dos possíveis, ao ser queimado, de produzir vapor para geração de energia elétrica. O combustível para a co-geração pode ser de outro tipo, como gás, óleo, carvão, madeira, palha de arroz etc.

Tabela 4 - Eletricidade produzida por geradores públicos e autoprodutores, Brasil, 1982-1998 (em GWh).

Ano	Geradores Públicos	Autoprodutores	Total
1982	143.499	8.590	152.089
1983	152.816	9.676	162.492
1984	169.798	9.590	179.388
1985	184.356	9.326	193.682
1986	191.473	10.655	202.128
1987	192.275	11.056	203.331
1988	203.781	11.171	214.952
1989	210.775	10.963	221.738
1990	210.913	11.907	222.820
1991	221.934	12.432	234.366
1992	228.711	13.020	241.731
1993	237.938	14.035	251.973
1994	245.875	14.166	260.041
1995	260.678	14.923	275.601
1996	273.300	17.944	291.244
1997	288.845	19.135	307.980
1998	301.198	20.390	321.588

Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME (1999).

Pelo lado da demanda, desde a implantação do plano de estabilização econômica denominado Real, no ano de 1994, o consumo total de eletricidade vem apresentando taxas de crescimento significativas. As classes que mais apresentaram crescimento nesse período foram a comercial e a residencial. A classe comercial cresceu 9,8% entre 1996 e 1997, enquanto a residencial cresceu 7,3%. Não obstante, a principal classe de consumo de energia elétrica permaneceu sendo a industrial, representando 45,1% do total consumido de energia elétrica em 1997, como pode-se verificar na Tabela 5.

Tabela 5 – Consumo de energia elétrica por classe no sistema elétrico nacional, 1997-1998 (em GWh).<sup>1</sup>

Classe	1997	% do total	$\Delta\%$ (97/96)	1998	% do total	$\Delta\%$ (98/97)
Industrial	124.645	45,1	4,75	124.699	43,4	0,04
Residencial	74.071	26,8	7,28	79.353	27,6	7,13
Comercial	38.180	13,8	9,80	41.573	14,5	8,89
Outros	39.290	14,2	5,34	41.767	14,5	6,30
Total	276.186	100,0	-	287.392	100,0	-

Fonte: BNDES (1998).

<sup>1</sup>Exclui o consumo de autoprodutores.

Quanto ao período 1997-1998, de acordo com o BNDES (1999), no segmento residencial um fato importante para a elevação do consumo tem sido o crescimento da atividade econômica considerada informal, que transfere para as residências algumas atividades, antes desenvolvidas nos segmentos industrial ou comercial, como pequenos escritórios e oficinas de prestação de serviços. No comércio, para o mesmo período, a elevação do consumo de energia elétrica esteve vinculada à expansão de *shopping centers*, à modernização dos serviços em geral e à ampliação do horário de funcionamento dos estabelecimentos comerciais. Quanto ao consumo industrial, diferentemente de 1997, quando havia experimentado uma recuperação, em 1998, manteve-se praticamente no mesmo nível do ano anterior, como consequência da retração da atividade econômica verificada nos dois últimos trimestres de 1998.

No tocante à questão da oferta de energia no setor elétrico, um programa de investimentos visando a expansão da oferta de energia elétrica, sempre deve estar em desenvolvimento, pelo menos para atendimento ao crescimento vegetativo da população. A Tabela 6 mostra o plano de investimentos na expansão da oferta de energia elétrica para até o ano 2008, segundo a Eletrobrás (1999).

Tabela 6 – Plano de expansão da oferta de energia elétrica, 1998-2008 (em GW).

Sistema	1998	2003	2008
Sul/Sudeste/Centro-Oeste <sup>1</sup>	44,7	64,2	78,0
Norte/Nordeste	14,7	17,1	24,9
Norte Isolado	1,9	2,9	3,7
<b>Total</b>	<b>61,3</b>	<b>84,2</b>	<b>106,6</b>

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999-2008 – Eletrobrás (1999).

<sup>1</sup> Inclui o volume de energia elétrica importado através da interligação prevista com o sistema elétrico da Argentina, da ordem de 1.000 MW (ano 2000) e 1.000 MW (ano 2001).

### 2.2.1 Caracterização da atividade de co-geração no setor sucroalcooleiro

A geração de energia elétrica e térmica, simultaneamente, através de um combustível, cristaliza o conceito de co-geração. O combustível utilizado nesse processo pelos co-geradores pode ser derivado de várias fontes: petróleo, gás natural, carvão ou biomassa. A terminologia adotada no setor elétrico diferencia dois tipos de co-geradores. O primeiro tipo é descrito através do 2º Artigo do Decreto 2.003 de 10/09/96, sendo denominado autoprodutor (AP). Esse tipo de co-gerador caracteriza-



se como pessoa física, jurídica ou consórcio detentor de uma concessão ou autorização para produzir energia elétrica para consumo próprio. Nessa categoria se enquadram as usinas sucroalcooleiras produtoras de energia elétrica destinada ao consumo da planta industrial.

O Decreto 2.655/98 concedeu permissão aos autoprodutores para a comercialização da energia co-gerada que exceder ao consumo de sua planta industrial. A comercialização deverá obedecer prévia autorização da Aneel e caracterizar-se-á pela sua eventualidade. Dentro desse contexto, de acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE (1998), a consolidação de um mercado *spot* é de suma importância para o melhor aproveitamento desses excedentes dos autoprodutores que ocorrerão de maneira causal.

O segundo tipo de co-gerador foi instituído através da Lei 9.074/95, sendo denominado produtor independente de energia elétrica (PIE),<sup>3</sup> caracterizando pessoa jurídica ou consórcio detentor de uma concessão ou autorização para produzir, regularmente, energia elétrica parcialmente ou na sua totalidade destinada ao comércio por sua responsabilidade e risco. Note que o autoprodutor pode ser caracterizado como pessoa física, o que não se aplica ao produtor independente de energia elétrica.

O bagaço, além do aproveitamento para geração de energia elétrica, pode ser aproveitado como ração animal e matéria-prima para a produção de celulose, de papel, de aglomerados e de chapas semelhantes à madeira. Contudo, o principal aproveitamento do bagaço da cana-de-açúcar é a geração de energia elétrica. Segundo a Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (1997), cada tonelada de cana-de-açúcar moída produz aproximadamente 260 quilos de bagaço da cana-de-açúcar, considerando um teor de fibra médio de 13% e cerca de 50% de umidade média. Esse bagaço tem como principal aproveitamento econômico sua utilização na área energética, onde cada quilo de fibra seca produz cinco quilos de vapor quando queimado. O vapor gerado movimentará geradores, produzindo, assim, energia elétrica.

Essa energia tem sido capaz de suprir não somente o consumo de energia das usinas no processo industrial como seu excedente tem sido comercializado junto

---

<sup>3</sup> A regulamentação das atividades do PIE ocorreu através do Decreto 2.003 de 10/09/96.

às distribuidoras locais de energia elétrica. Segundo Lemos (1996), a usina sucroalcooleira paulista São Francisco, localizada em Sertãozinho, na região de Ribeirão Preto, em conjunto com a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), foi a pioneira na venda de energia elétrica gerada através do bagaço da cana, no ano de 1987. O projeto despertou interesse junto à Eletrobrás, que - desde então - sempre veicula a intenção de dinamizar a co-geração de energia elétrica, por parte do setor sucroalcooleiro, em nível nacional.

De acordo com a Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (1997), após longos períodos de estocagem, o bagaço apresenta deterioração causada pela fermentação da matéria orgânica e dos açúcares residuais. Esse fato, aliado à necessidade de atendimento ao consumo próprio requerido para operação das usinas no período de safra e à indispensável manutenção do equipamento de geração no período de entressafra, condicionam a geração de energia elétrica por período não superior ao da safra do setor sucroalcooleiro (efetivamente dos meses de maio a dezembro, na região Centro-Sul).

Por outro lado, a entrada dessa energia co-gerada, nesse período, no sistema elétrico coincide com o momento de baixos índices pluviométricos (estação de seca), quando os reservatórios das usinas hidrelétricas apresentam baixos níveis de armazenamento d'água. Nessa época, para atender o consumo de energia elétrica, torna-se necessária a entrada em operação no sistema elétrico de usinas termelétricas com fonte de geração que apresentam custo marginal superior ao de fonte hidrelétrica. Assim, as distribuidoras de energia elétrica têm grande interesse na compra da energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro para equilíbrio de seu sistema, uma vez que essa energia co-gerada historicamente tem sido vendida por um preço abaixo, ou no máximo idêntico, ao preço cobrado pelas grandes geradoras às distribuidoras.

A Tabela 7 apresenta a evolução da produção de energia elétrica co-gerada pelo setor sucroalcooleiro. Nota-se que, no período entre 1982 e 1998, a energia co-gerada através do bagaço de cana-de-açúcar ocupou entre a segunda e a terceira posição em termos de volume de produção (GWh). Importante é observar que a co-geração de energia elétrica no setor sucroalcooleiro apresentou um crescimento de 208,21% nesse período.

Tabela 7 - Produção de energia elétrica pelos autoprodutores por fonte de geração, 1982-1998 (em GWh).

Ano	<b>Bagaço de cana<sup>1</sup></b>	Carvão vapor	Gás natural	Hidro-elétrica	Lenha	Lixívia	Oleo combustível	Oleo diesel	Outras fontes <sup>2</sup>
1982	<b>1.291</b>	60	-	2.700	308	579	1.790	310	1.552
1983	<b>1.872</b>	95	-	2.972	451	661	1.948	265	1.414
1984	<b>1.645</b>	99	-	3.041	527	679	1.253	275	2.071
1985	<b>1.740</b>	102	-	3.041	549	682	1.303	283	1.627
1986	<b>1.700</b>	128	-	3.428	589	692	1.986	319	1.813
1987	<b>1.928</b>	135	-	3.495	616	811	1.703	323	2.045
1988	<b>1.878</b>	132	-	3.546	545	691	1.687	330	2.362
1989	<b>1.784</b>	108	-	3.586	520	782	1.718	323	2.142
1990	<b>1.744</b>	103	654	3.114	612	1.003	1.946	389	2.344
1991	<b>1.876</b>	108	739	3.173	571	999	1.881	386	2.699
1992	<b>2.066</b>	200	387	2.760	790	1.798	1.863	345	2.810
1993	<b>2.017</b>	229	388	3.370	864	1.679	2.024	352	3.114
1994	<b>2.314</b>	287	479	3.238	666	2.165	1.869	356	2.790
1995	<b>2.574</b>	276	560	3.449	646	2.195	2.103	378	2.741
1996	<b>3.593</b>	322	973	4.324	669	2.273	2.130	709	2.950
1997	<b>3.880</b>	247	1.107	4.386	727	2.509	2.070	853	3.357
1998	<b>3.979</b>	267	1.171	4.980	687	2.526	2.112	1.055	3.613

Fonte: Ministério de Minas e Energia – MME (1999).

<sup>1</sup> O montante de GWh inclui o consumo próprio das usinas sucroalcooleiras e o excedente vendido às concessionárias de energia elétrica.

<sup>2</sup> Refere-se às seguintes fontes de geração: gás de cozinha, outros resíduos e outras fontes secundárias.

De acordo com a Eletrobrás (1999), a potência atualmente instalada de co-geração do setor sucroalcooleiro na Região Sudeste é da ordem de 619 MW, concentrada no Estado de São Paulo em um universo de 131 usinas. Ainda, segundo a empresa, existem projetos de expansão que pretendem agregar uma potência de 205 MW de co-geração à área da CPFL, até 2003. A potência instalada na Região Nordeste é aproximadamente de 358 MW, sendo que os Estados de Pernambuco e Alagoas participam com 80% desse valor. A Região Centro-Oeste participa com uma potência instalada de 12 MW, enquanto a Região Sul participa com apenas 6 MW e a Região Norte ainda não apresenta qualquer participação. Assim, a potência instalada de co-geração no setor sucroalcooleiro seria de 995 MW, o que representaria apenas 1,32% da potência instalada no setor elétrico nacional em 1998.

Todavia, esses valores poderiam ser mais representativos, se todo o potencial econômico de co-geração do setor sucroalcooleiro fosse aproveitado. De acordo com a Eletrobrás (1999), o potencial econômico seria o volume de co-geração

do setor sucroalcooleiro passível de ser implantado - considerando-se a tecnologia atual - se houvesse viabilidade econômica para os projetos (sendo, portanto, uma função de variáveis econômicas como taxa de atratividade, tarifas de compra e venda de energia elétrica e impostos). Segundo a empresa, esse potencial econômico da co-geração seria de 4.020 MW. Comparando-se esse valor com a capacidade atualmente instalada no setor, de 995 MW, mesmo acrescentando-se a potência adicional prevista de 205 MW, existiria um potencial de excedente comercializável de cerca de 2.820 MW, considerando-se o estágio atual de tecnologia.

### 2.2.1.1 O Estado de São Paulo e a co-geração

Como mencionado, desde 1987, as distribuidoras do Estado de São Paulo vêm adquirindo energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro. Naquele ano foram adquiridos 4,9 MW de demanda e 2,7 GWh de consumo. A evolução da demanda (MW) e do consumo (MWh) co-gerados pelo setor sucroalcooleiro,<sup>4</sup> fornecidos às distribuidoras paulistas, no período 1988 a 1995, é mostrada na Tabela 8.

Tabela 8 - Demanda e consumo co-gerados pelo setor sucroalcooleiro comercializados junto ao sistema elétrico do Estado de São Paulo, 1988-1995 ( em MW e MWh).

Ano	MW	MWh
1988	4,3	10.400
1989	3,1	7.400
1990	4,5	16.800
1991	8,7	26.100
1992	10,2	27.200
1993	12,1	49.300
1994	17,4	52.100
1995	14,2	57.130

Fonte: Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL (1998).

<sup>4</sup> Reforçando os conceitos de demanda e consumo: (i) demanda é a quantidade de potência requerida para determinado equipamento elétrico entrar em operação, sendo medida em W (e seus múltiplos KW, MW, GW etc.); (ii) consumo é a quantidade de demanda (W) utilizada por qualquer período de tempo, normalmente expresso em horas. Assim, o consumo seria dado pela seguinte fórmula: demanda requerida pelo equipamento (W) x n° de horas de utilização (h). Desse modo, o consumo é expresso em Wh (e seus múltiplos KWh, MWh, GWh etc.).

No Estado de São Paulo, em 1996, existiam dez usinas gerando excedentes comercializados juntos às distribuidoras (nove vendiam à Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL e apenas uma vendia seu excedente à Companhia Energética de São Paulo - CESP). A energia adquirida pela CPFL, naquele ano, foi capaz de suprir o consumo de 55 mil residências no período da safra (maio a dezembro). Em 1997, a CPFL adquiriu 26 MW do setor sucroalcooleiro durante o período da safra 1997/1998. Na Tabela 9 apresenta-se a evolução de aquisição pela CPFL do consumo co-gerado pelo setor sucroalcooleiro entre os anos 1996 e 1998.

Tabela 9 – Consumo co-gerado pelo setor sucroalcooleiro e vendido à CPFL, 1996-1998 (em MWh).

Autoprodutor	1996	1997	1998
Cia. Vale do Rosário	20.608	20.255	75.301
Santa Elisa	21.909	24.836	31.113
Santa Lydia	2.758	6.342	-
São Martinho	5.309	5.558	2.087
Ometto Pavan	3.395	2.166	2.219
Corona	704	3.099	2.791
Nardini	1.502	1.340	-
São Francisco	-	-	975
<b>Total</b>	<b>56.185</b>	<b>63.596</b>	<b>114.486</b>

Fonte: 1996 e 1997: Prezado Companheiro - CPFL, n. 213, jan/fev/mar/97. 1998: Interface do Cogrador com a Concessionária - CPFL (1999).

Ainda de acordo com a CPFL, a situação de sua compra de energia elétrica, durante o ano de 1999, junto aos produtores independentes sucroalcooleiros, é a seguinte:

Tabela 10 – Demanda e consumo co-gerados pelo setor sucroalcooleiro e vendidos à CPFL, 1999 (em MWh e MW).

Produtor Independente	MWh	MW
São Francisco	1.022	0,2
São Martinho	2.712	0,5
Santa Cruz	2.700	0,5
Cia. Vale do Rosário	73.800	15,0
Santa Elisa	26.512	6,8
<b>Total</b>	<b>106.746</b>	<b>23,0</b>

Fonte: Interface do Cogrador com a Concessionária - CPFL (1999).

Apesar da evolução positiva do volume co-gerado ao longo dos últimos anos, o montante de MW comercializado atualmente pelo setor sucroalcooleiro (23 MW) representaria menos de 4% do potencial de co-geração sucroalcooleiro existente no Estado de São Paulo, estimado pela própria CPFL, conforme pode ser observado através dos dados expostos na Tabela 11.

Tabela 11 – Potencial de co-geração no setor sucroalcooleiro, Estado de São Paulo, 1999 (em MW).

Região	MW	% sobre o total
Ribeirão Preto	186	29,9
Campinas	155	24,9
Araraquara	140	22,5
São José do Rio Preto	75	12,1
Bauru	66	10,6
Total	622	100

Fonte: Interface do Cogrador com a Concessionária – CPFL (1999).

De acordo com dados estimados por Andrade, Andrade & Bodinaud (1998), esses valores seriam ainda mais representativos se o setor sucroalcooleiro utilizasse a tecnologia existente de ciclo combinado, capaz de elevar o potencial de co-geração do Estado de São Paulo para 2.000 MW, considerando-se a área plantada de cana-de-açúcar na safra 1997/1998. Não obstante, pode-se argumentar que, mesmo considerando um potencial de 2.000 MW para a energia de co-geração sucroalcooleira, esse potencial representaria apenas 3,26% da capacidade instalada do setor elétrico nacional, no caso, da ordem de 61.300 MW. Todavia, quando considera-se a capacidade instalada apenas do Estado de São Paulo, estimada pela Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (1999) como sendo 12.147 MW em 1998, esse potencial de co-geração do setor sucroalcooleiro representaria cerca de 16,5%, evidenciando a importância dessa energia renovável para a matriz energética paulista.

A seguir, procura-se descrever e analisar a formação do novo ambiente institucional do setor elétrico brasileiro, assim como, os fatores que se mostraram determinantes para a necessidade de reestruturação desse setor.

## **2.3 O ambiente institucional e a reestruturação do setor elétrico nacional**

O ambiente institucional no setor elétrico brasileiro vem sendo alterado à medida que avança o processo de reestruturação desse setor. Desse modo, a compreensão do atual ambiente institucional e das estruturas de governança existentes no setor elétrico brasileiro passa, necessariamente, pela descrição e análise de seu processo de reestruturação. A seguir, identificam-se algumas das causas comuns que conduziram à reestruturação do setor elétrico em diversos países e, posteriormente, apresentam-se as características desse processo no caso brasileiro.

### **2.3.1 Fatores determinantes da necessidade de reestruturação**

Segundo Viscusi et al. (1995), citados por Pires & Piccinini (1998), o modelo de tarifação de eletricidade mais utilizado na maioria dos países, anteriormente ao processo de desregulamentação, era o da remuneração tarifária de acordo com o custo do serviço.<sup>5</sup> Nesse modelo, os preços deveriam remunerar os custos totais e garantir uma margem que proporcionasse uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor. Esse modelo visava, também, evitar que o produtor se apropriasse de lucros extras, através da igualdade entre custos e receitas. Entretanto, a experiência internacional demonstrou que, embora procurasse evitar lucros excessivos, na prática esse modelo não trouxe incentivos para a firma minimizar custos, pois a remuneração era garantida ao produtor, independente do comportamento dos custos. Ao permitir o repasse para as tarifas de investimentos realizados desnecessariamente, esse modelo acabou prejudicando os consumidores e gerou ineficiência produtiva.

O último problema (repasse na tarifa dos custos de investimentos desnecessários) foi caracterizado como efeito Averch-Jonhson e surgia, principalmente, devido à manipulação das informações sobre os verdadeiros custos por parte dos produtores (uma questão de assimetria de informações). A descrição desse efeito mostrou que os produtores de energia elétrica eram estimulados, quando a remuneração permitida estava acima da taxa de depreciação do capital empregado,

a sobre-investir, pois isso proporcionava uma taxa de desconto superior à depreciação deste capital, gerando, entre outras coisas, um uso não ótimo das plantas. Entretanto, em períodos inflacionários, de elevação dos juros e de incerteza macroeconômica, a tendência era inversa.

Durante a década de 70, o desempenho econômico e financeiro das concessionárias começou a se deteriorar e o cenário de ganhos através de economias de escala e de escopo cedeu espaço para o de custos e tarifas crescentes. Mesmo em países onde a presença da iniciativa privada nesse setor era marcante, como nos EUA, a adoção do modelo de custo do serviço conduziu à acomodação na busca por ganhos de produtividade no setor. Além desse motivo, segundo Oliveira (1997), as razões para o aparecimento desse cenário no setor elétrico dos países industrializados foram:

1. As possibilidades de interconexões entre as concessionárias – fator que permitiu o crescimento horizontal e vertical no setor – foram se extenuando devido aos limites geográficos dos países, minando as oportunidades de economia de escala e de escopo;

11. A primeira crise do petróleo (matéria-prima para a maioria das termelétricas) provocou uma inflação de custos, combatida com uma política monetária contracionista que elevou de modo considerável os juros. Desse modo, os custos de investimento, de produção e financeiro se elevaram. Sendo o investimento no setor de longa maturação e considerando a maior parte das concessionárias em situação de endividamento, a elevação dos custos de investimento foi repassada na tarifa de energia elétrica, penalizando os consumidores finais;

111. Devido à crise do petróleo, ocorreu a redução dos créditos baratos fornecidos pelos governos para os planos de expansão do setor elétrico. Assim, os concessionários financiaram-se através do mercado financeiro privado com taxas de juros mais elevadas, aumentando o custo médio do MWh;

---

<sup>5</sup> Também conhecido como modelo de regulação da taxa interna de retorno.



iv. Os gastos com investimentos tinham se concentrado nas pesquisas de energia nuclear. Contudo, a energia nuclear - preparada para substituir o petróleo como matéria-prima para o setor elétrico - não apresentou viabilidade econômica, além de fortes restrições ambientais com a questão dos resíduos radioativos; e

v. A diminuição da taxa de crescimento histórica do consumo de energia elétrica dos países industrializados, devido a diversos fatores como a estabilidade demográfica, a saturação na aquisição de aparelhos eletrodomésticos, a consolidação da reconstrução do pós-guerra, as taxas de crescimento industrial menores e as políticas de conservação de energia.

Estruturou-se, então, um período de aumento das tarifas: “i) a pressão de custos induzia à elevação tarifária, que promovia a conservação de energia e a cogeração, diminuindo o ritmo de expansão da demanda; ii) como as concessionárias haviam planejado sua expansão da capacidade de oferta baseadas no ritmo histórico de crescimento da demanda, as novas centrais entravam em operação sem que encontrassem consumo para sua eletricidade; iii) esta capacidade ociosa pressionava os custos” (Oliveira, 1997). Como o regime tarifário permitia o repasse das elevações nos custos das concessionárias, de maneira a garantir o retorno do investimento, o consumidor final absorvia essas elevações nos custos das concessionárias, através do encarecimento do MWh. Contudo, a elevada frequência desse processo de repasse conduziu os governos a inferirem que os monopólios privados ou estatais do setor elétrico estavam acomodados no gerenciamento de seus custos de produção.

Durante a década de 80, diante desse quadro, a desregulamentação do setor elétrico e sua privatização tornaram-se prementes. Hayt (1998) afirma que, além dos Estados Unidos, Inglaterra e Brasil, a desregulamentação tem avançado em vários países, entre eles Argentina, Chile, Noruega, Suécia, Finlândia, Austrália, Nova Zelândia e a província de Alberta no Canadá. Outros países da União Européia deverão implementar a reestruturação, para atender aos critérios econômicos e monetários da União Européia. “A Grã-Bretanha já conta com a ajuda de capitais privados em vários setores como o gás, eletricidade, água, telecomunicações e transportes; os Estados Unidos reorganizaram os setores de telecomunicações, gás,

energia elétrica e transportes; a Argentina reestruturou o setor de energia elétrica, gás, petróleo e transporte; o Chile foi pioneiro na privatização do setor elétrico. Outros, porém, reorganizaram a infra-estrutura sem que o Estado se desfizesse de seus ativos, como o caso do setor elétrico norueguês e dinamarquês” (Gomes, 1998).

De acordo com Murray (1998), uma variedade de motivos tem justificado a reestruturação do setor elétrico. Pode-se citar, entre esses motivos: (i) a reestruturação tem promovido uma maior competição na indústria, conduzindo à redução dos custos da energia elétrica; (ii) tem promovido, também, a atração de substancial quantidade de capital necessário para os investimentos nesse setor da infra-estrutura; e (iii) eleva a receita do governo, através do processo de privatização, e evita gastos futuros com investimentos no setor elétrico.

Na maioria dos países em desenvolvimento, o regime tarifário pelo custo do serviço também foi adotado. Na década de 80, os problemas advindos da adoção desse regime tarifário, aliados à crise da dívida fiscal, afetaram sensivelmente a capacidade de investimento estatal no setor elétrico e elevaram de forma considerável os custos de investimento, principalmente nos países da África e da América Latina.

O setor elétrico também sofreu com os programas econômicos de combate à inflação. Segundo Pires & Piccinini (1998), as tarifas foram utilizadas no controle da inflação e, com a demora do repasse de elevações dos custos sobre as tarifas, ocorreu a deterioração nos níveis tarifários nas décadas de 80 e início da de 90, impactando negativamente os investimentos do setor e a *performance* financeira das concessionárias estatais. Esses fatores reforçaram a necessidade da reestruturação não somente do setor elétrico, mas do conceito de “Estado produtor”.

No caso específico do Brasil, a reestruturação do Estado teve início no governo Collor, em 1990, com o Plano Nacional de Desestatização. Contudo, somente em 1995, durante o primeiro mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso, ocorreu o início efetivo da reestruturação do setor elétrico nacional. Na época, a perspectiva era de possíveis blecautes, em razão do aumento da demanda por eletricidade, provocado pelo ganho de poder aquisitivo da população com o Plano Real. Para o Ministério de Minas e Energia - MME (1998), os resultados da reestruturação brasileira podem ser resumidos em quatro frentes de trabalho:

**i. Criação de um órgão regulador independente e autônomo:** foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel);

**ii. Expansão do sistema e da oferta de eletricidade:** retomaram-se as obras paralisadas, ocorreu a licitação de novas hidrelétricas e autorizou-se a ligação de termelétricas com países vizinhos;

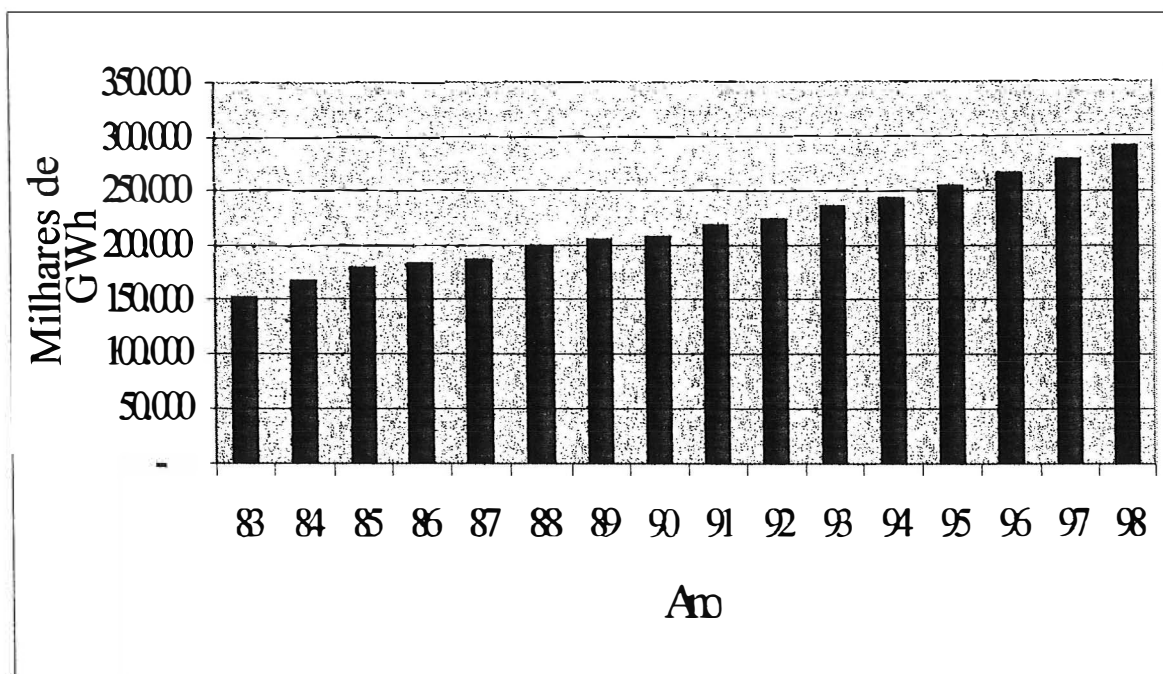
**iii. Privatização da área de distribuição de eletricidade:** o processo de privatização do setor elétrico foi iniciado com a privatização da Escelsa do Estado de Espírito Santo, em julho de 1995; e

**iv. Detalhamento do modelo de mercado:** contratou-se a empresa Coopers & Lybrand para apresentar uma proposta da nova estrutura do setor elétrico. A proposta, em linha geral, foi aceita, estando em fase de implementação.

Quanto ao primeiro item, a Lei 9.427, de 26/12/97, criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). No âmbito estadual, também deverão existir agências reguladoras, buscando um novo ambiente de regulação, menos burocrático e mais flexível.

Pode-se definir a Aneel como sendo o órgão regulador do setor elétrico, com função de regular e fiscalizar os segmentos de produção, transmissão, distribuição e comercialização. Segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA (1997), a Aneel agirá não somente como órgão regulador do setor elétrico nacional, como também árbitro entre os interesses do Estado e os diversos agentes do setor elétrico, sendo responsável pela licitação das concessões e fiscalização dos contratos no setor elétrico.

No tocante ao segundo item, a oferta de energia elétrica foi expandida, principalmente depois do ano 1994, para responder ao acréscimo de demanda por energia elétrica verificado após o plano Real de estabilização econômica, conforme pode ser observado através da Figura 2.



Fonte: Ministério de Minas e energia – MME (1998).

Figura 2 - Produção de energia hidráulica, 1983-1998 (em milhares de GWh).

Todavia, verifica-se, observando-se a Tabela 12, que os investimentos no setor elétrico não conseguiram acompanhar o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), variável que, geralmente, mantém relação positiva com o consumo de energia elétrica.

Tabela 12 – Investimentos realizados no setor elétrico, 1990-1997 (em US\$ milhões de dez/96).

Ano	Investimento (US\$ milhões)	% do PIB
1990	4.600	1,0
1991	4.000	1,0
1992	3.800	1,0
1993	3.200	0,7
1994	4.500	0,8
1995	6.400	0,9
1996	5.700	0,8
1997	5.500	0,7

Fonte: BNDES (1998).

De acordo com a Associação Brasileira da Infra-estrutura e Indústria de Base – Abdib (1999), no entanto, os agentes privados continuam apostando no processo de reestruturação do setor elétrico, pois as perspectivas quanto ao aporte em investimentos para esse setor ainda são otimistas. Segundo a entidade, entre os setores de infra-estrutura, o elétrico será aquele que receberá o maior número de aporte para investimentos, atraindo aproximadamente US\$ 91 bilhões, entre 1999 e 2003. Provavelmente, esse prognóstico foi realizado considerando-se o avanço do processo de reestruturação do setor elétrico nacional.

A Tabela 13 ilustra o volume de investimentos e número de projetos no setor de infra-estrutura previstos para o período 1999-2003, destacando a vantagem relativa prevista para o setor elétrico.

Tabela 13 – Investimentos previstos em setores de infra-estrutura, 1999-2003 (em US\$ bilhões).

Setores	Valor	Nº. de projetos
Energia elétrica	90,8	785
Petróleo/gás/petroquímica	38,1	149
Transportes/portos	50,4	243
Saneamento ambiental	14,5	46

Fonte: Associação Brasileira da Infra-estrutura e Indústria de Base – Abdib (1999).

Quanto ao terceiro item, sobre o processo de privatização das empresas do setor elétrico, a Tabela 14 apresenta as empresas privatizadas desse setor, desde a implantação do processo de reestruturação do setor elétrico nacional. São apresentados, também, o valor de venda e o ágio desembolsado para cada uma dessas empresas.

Tabela 14 – Empresas do setor elétrico brasileiro privatizadas, jan. 1995 a fev. 2000.

Empresa	Data da privatização	Valor da venda (R\$ milhões) <sup>1</sup>	Ágio em %
Escelsa	11.07.95	481,00	0
Light	21.05.96	2.216,00	0
CERJ	20.11.96	605,33	30,3
Coelba	31.07.97	1.730,89	77,4
Cachoeira Dourada	05.09.97	779,76	43,5

Empresa	Data da privatização	Valor da venda (R\$ milhões) <sup>1</sup>	Agio em %
AES Sul	21.10.97	1.635,00	82,6
RGE	21.10.97	1.510,00	93,6
CPFL	05.11.97	3.014,91	70,1
Enersul	19.11.97	625,56	83,8
Cemat	27.11.97	391,50	21,1
Energipe	03.12.97	577,10	96,1
Cosern	12.12.97	676,40	73,6
Coelce	02.04.98	867,69	27,2
Eletropaulo/Metropolitana	15.04.98	2.026,00	0
Celpe	09.07.98	450,26	0
Elektro	16.07.98	1.479,00	98,9
Gerasul	15.09.98	945,70	0
EBE – Bandeirante	17.09.98	1.014,00	0
CESP Paranapanema	28.07.99	1.239,16	90,21
CESP Tietê	27.10.99	938.066,28	29,7
Celpe	17.02.00	1.780,00	0

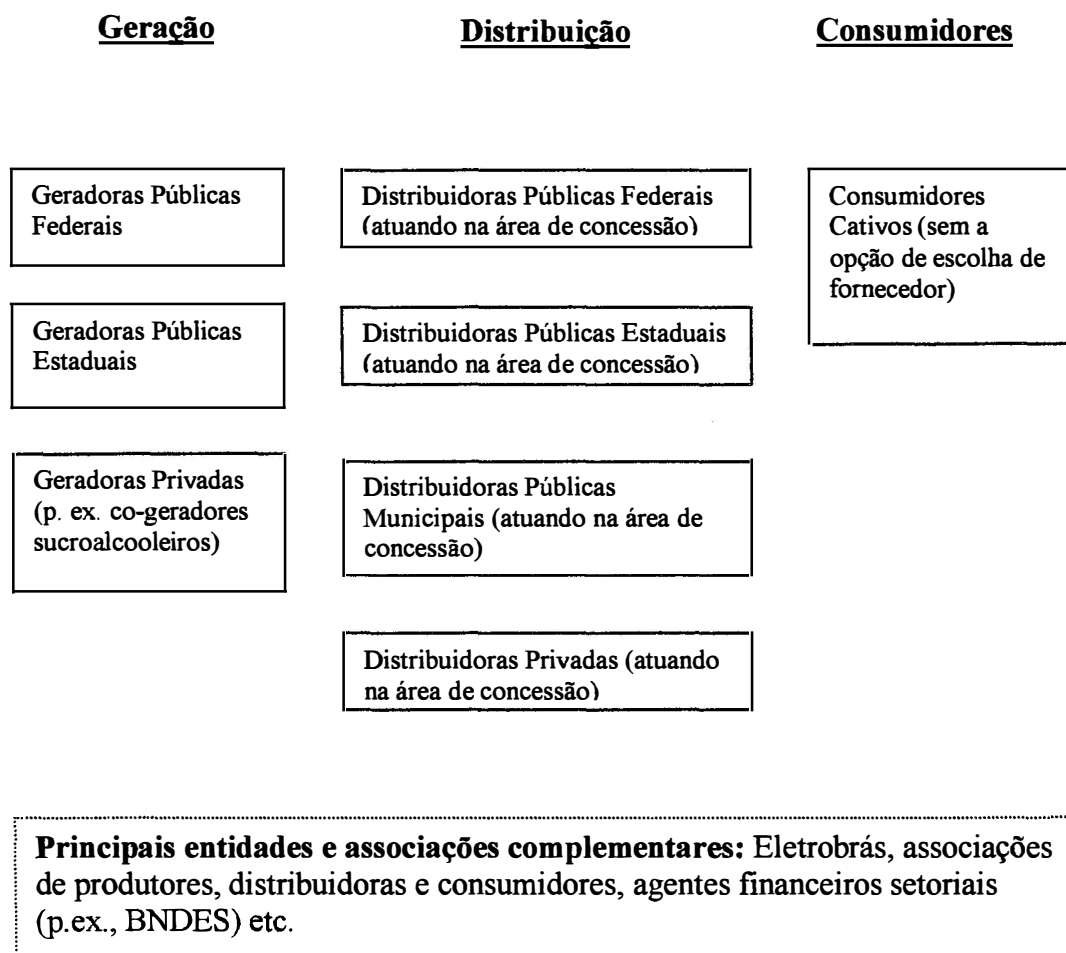
Fonte: BNDES (1998) e Eletrobrás/UFRJ (1999).

<sup>1</sup> Milhões de reais da data de privatização.

Com referência ao último item, sobre o detalhamento do modelo proposto de mercado, dada a sua importância, é apresentado, a seguir, na forma de sub-tópicos que descrevem o ambiente institucional proposto para o setor elétrico nacional. O detalhamento inclui a apresentação da organização proposta para o setor, com seus novos agentes, o aparato legal, as relações contratuais, além do novo perfil comercial desse setor.

### 2.3.2 A organização proposta para o setor

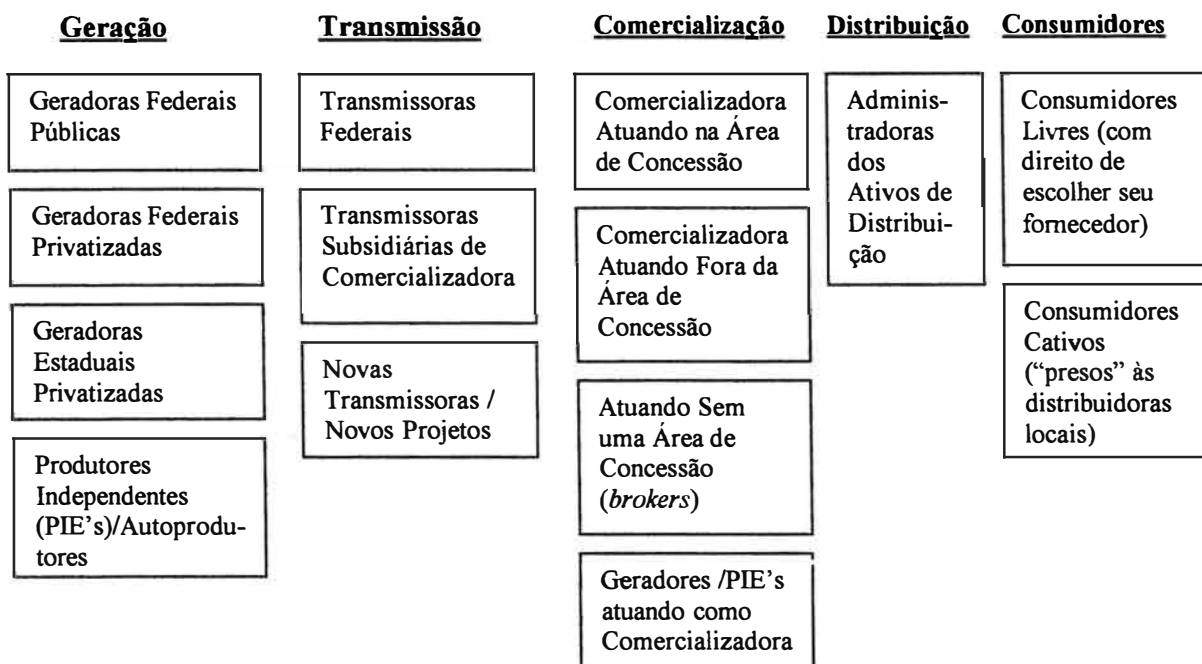
Anteriormente ao início da reestruturação do setor elétrico nacional, a cadeia produtiva desse setor era composta pelos segmentos de geração, que integrava verticalmente os ativos de transmissão e pelo segmento de distribuição, que integrava verticalmente o segmento de comercialização. Do lado do consumidor, não havia a possibilidade de escolha de seu fornecedor. Essencialmente, a estrutura institucional do setor elétrico brasileiro, vigente antes do ano de 1995, pode ser resumida através da Figura 3.



Fonte: Campante & Fernandes (1998), adaptado pelo autor.

Figura 3 – Modelo institucional vigente antes do início do processo de reestruturação do setor elétrico nacional, em 1995.

Quanto à estrutura que está sendo delineada para o setor elétrico brasileiro, a Figura 4 procura sintetizá-la.



**Principais entidades e associações complementares:** Operador Nacional do Sistema (ONS), associações de produtores, comercializadoras e consumidores, agentes financeiros setoriais (p.ex., BNDES), Aneel, agências estaduais reguladoras, Eletrobrás etc.

Figura 4 – Modelo institucional estabelecido pelo processo de reestruturação do setor elétrico nacional.

Através da Figura 4, observa-se que uma disposição diferente configura-se para os diferentes segmentos do setor elétrico. Estabelecem-se dois novos segmentos: o de transmissão e o de comercialização, cindidos, respectivamente, dos segmentos de geração e de distribuição. Definem-se, ainda, do lado do consumo, a figura do consumidor livre, aquele que pode escolher seu fornecedor de energia elétrica, e novas organizações no setor elétrico.

A seguir, detalham-se alguns desses aspectos inovadores no setor elétrico nacional. Isso será feito através da descrição das alterações introduzidas em cada segmento, como a inclusão de novos agentes e a redefinição dos existentes, além da abordagem sobre a questão tarifária e do novo perfil comercial.



### 2.3.2.1 Mercado de Atacado de Energia

Prevê-se para o primeiro semestre de 2000, a entrada em funcionamento pleno de uma espécie de bolsa de energia (*marketplace*), chamada de Mercado de Atacado de Energia (MAE), que substituirá o sistema de preços vigentes de geração e contratos renováveis de suprimento. Nessa bolsa toda a energia das redes de transmissão interligadas através dos sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste deverá ser negociada. “O MAE será um ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas no qual se processará a compra e venda de energia elétrica, entre os participantes, tanto através de contratos bilaterais [contratos de longo prazo] como no mercado de curto prazo de energia elétrica. As transações de compra e venda de energia elétrica dos sistemas interligados serão instituídas mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados” (Aneel, 1998).

De acordo com a Resolução 249/Aneel, de 11/08/98, os agentes produtivos que participarão do MAE diferem dos que deverão participar em função de sua escala de operação. Desse modo, **deverão** participar do MAE os seguintes agentes:

1. Concessionários e autorizados a explorar serviços de geração de energia elétrica detentores de centrais geradoras com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW e agentes autorizados a importar energia elétrica em montante igual ou superior a 300 GWh/ano; e

11. Concessionários e autorizados a explorar atividades de comercialização de energia elétrica com um mercado igual ou superior a 300 GWh/ano, referido ao ano anterior, e agentes autorizados a exportar energia elétrica, em montante igual ou superior a 300 GWh por ano.

Aos autoprodutores de energia elétrica, com central geradora de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, será facultativa a participação no MAE, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às suas instalações de consumo e que não influenciem significativamente no processo de otimização

energética dos sistemas elétricos interligados. Ainda, segundo a citada Resolução, a participação no MAE será **facultativa** para os seguintes agentes:

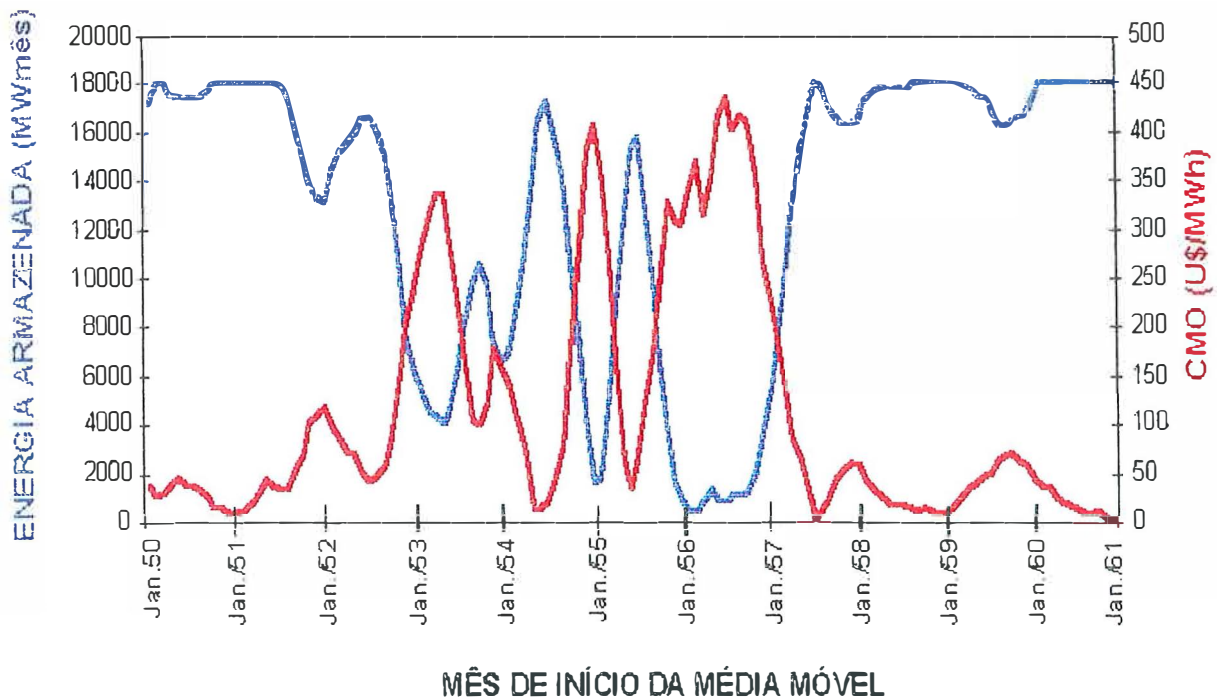
1. Concessionários e autorizados a explorar serviços de geração de energia elétrica que possuam central geradora com capacidade instalada inferior a 50 MW e autorizados a importar energia elétrica, em montante inferior a 300 GWh/ano;

ii. Concessionários e autorizados a explorar atividades de comercialização de energia elétrica com mercado inferior a 300 GWh/ano, referido ao ano anterior, e agentes autorizados a exportar energia elétrica, em montante inferior a 300 GWh/ano; e

iii. Consumidores livres.

A comercialização poderá ocorrer através do mercado de curto prazo (representado pelas negociações no mercado *spot* ou contratos bilaterais de curto prazo) ou de longo prazo (representado pelos contratos bilaterais de longo prazo – com prazo de duração superior a dois anos). Para Pires & Piccinini (1998), o preço da energia elétrica no mercado *spot* deverá apresentar oscilações conforme o risco de déficit do sistema e de sua capacidade de atender à demanda. A volatilidade no preço desse mercado deverá ser elevada, podendo ser agravada pela característica do setor elétrico nacional apresentar como principal fonte de oferta a geração hidráulica.

Assim, o mercado *spot* tenderá a apresentar baixos preços nos períodos chuvosos e elevados nos períodos secos. A Figura 5 ilustra esse problema, onde os custos marginais de operação (CMO's) e a energia armazenada (potencial hídrico existente nos reservatórios capaz de gerar energia elétrica) foram calculados para as vazões afluentes do período histórico (1931 a 1994), para o sistema elétrico Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Mesmo tomando-se a média móvel para cinco meses, procurando-se eliminar as variações cíclicas, estacionais e irregulares, percebe-se a grande variabilidade dos CMO's, indicando uma tendência extremamente volátil para o preço marginal do MWh: elevado em períodos pouco chuvosos, em vista da diminuição do armazenamento de água nos reservatórios das grandes usinas hidrelétricas, e baixo em períodos chuvosos.



Fonte Born & Almeida (1997).

Figura 5 – Média móvel de cinco meses para a energia armazenada e o custo marginal de operação, do sistema elétrico Sul/Sudeste/Centro-Oeste, 1931-1994.

Nota-se que, em um período de poucos meses, o *CMO* pode variar desde poucas unidades até um custo do déficit de aproximadamente US\$ 450,00/MWh, no limite próximo a um racionamento. Santana & Oliveira (1999), baseados em dados obtidos através do relatório anual do Grupo Coordenador das Operações Interligadas (GCOI), da Eletrobrás, também identificaram uma extrema volatilidade nos custos de produção da energia elétrica. Segundo esses autores, em 1997, o custo marginal de curto prazo para a Região Sudeste variou de R\$ 0,52/MWh a R\$ 91,66/MWh, mostrando que os preços no mercado *spot*, provavelmente, apresentarão o mesmo comportamento volátil dos custos marginais de operação do sistema elétrico.

Os geradores hidrelétricos estarão parcialmente protegidos dos riscos decorrentes da variação de preços no mercado *spot* por meio do chamado *Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)*. Mecanismo análogo já existe atualmente, na forma de uma tarifa de baixo valor, utilizada para valorizar as trocas de otimização

energética do sistema. O *MRE* permite transferência de energia das usinas superavitárias para as deficitárias, quando o volume total de energia produzido pelas usinas hidrelétricas do *MAE* for suficiente para atender sua energia total comprometida. Essa transferência é feita a uma tarifa capaz de cobrir os custos variáveis de operação das usinas. Um fato a ser ressaltado, é que o *MRE* protege os geradores hidrelétricos individuais do risco hidrológico, mas não evita que o sistema todo passe por situações críticas e por dramáticas elevações do *CMO*, como mostrado na Figura 5. Segundo Born & Almeida (1997), o *MRE* traz efeitos semelhantes aos da formação de um *portfolio* de usinas hidrelétricas com diferentes regimes hídricos.

Ademais, devido à elevada volatilidade esperada no mercado *spot* e buscando preservar os agentes do setor elétrico desse efeito, a Aneel estabeleceu, através do Artigo 6<sup>o</sup> da Resolução 249/Aneel, de 11 de agosto de 1999, que “Do montante de energia comercializado pelos agentes participantes do MAE, com consumidores finais, pelo menos 85% (oitenta e cinco por cento) deverá estar coberto por energia assegurada de usinas próprias ou por contratos de compra de energia, cuja duração seja no mínimo de dois anos.” Assim, os agentes do MAE, não detentores de usinas de geração, poderão comercializar até 15% da energia requerida pelo consumidor final no mercado de curto prazo, através do chamado mercado *spot* ou de contratos bilaterais de curto prazo. O restante deverá ser negociado através de contratos bilaterais de longo prazo, com prazo de duração igual ou superior a dois anos. Desse modo, a maioria das transações, no âmbito do MAE, entre geradores e comercializadores, será realizada em um mercado de longo prazo.

Não obstante, os atuais contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras não deverão ser substituídos imediatamente pelos contratos bilaterais de longo prazo. Devido às cláusulas dos contratos bilaterais de longo prazo serem negociadas livremente entre as partes,<sup>6</sup> a Aneel, acreditando ser necessário um período de transição para a concorrência, estabeleceu a figura dos contratos iniciais em substituição aos contratos de suprimento atuais. Os contratos de suprimentos, existentes entre as geradoras e as distribuidoras, serão transformados em contratos iniciais onde será previsto que o montante de energia contratado será liberado

---

<sup>6</sup> Excetuando a referente ao prazo de duração dos contratos (não inferior a dois anos).

paulatinamente, na ordem de 25% ao ano do valor contratado, a partir de 2002 até 2005. A seqüência da liberação dos contratos iniciais para negociação bilateral será:

i. No ano de 2002, os valores acordados nos contratos iniciais corresponderão a 100% dos valores indicados para o ano de 2001;

ii. No ano de 2003, os valores acordados nos contratos iniciais corresponderão a 75% dos valores indicados para o ano de 2001;

iii. No ano de 2004, os valores acordados nos contratos iniciais corresponderão a 50% dos valores indicados para o ano de 2001; e

iv. No ano de 2005, os valores acordados nos contratos iniciais corresponderão a 25% dos valores indicados para o ano de 2001.

Desse modo, a partir de 2006, os contratos iniciais perderão a vigência, sendo que os montantes relativos a esses contratos serão liberados para contratação bilateral de curto e longo prazos ou no mercado *spot*. A Aneel (1998) estima que, do total de energia elétrica requerida das geradoras, 85 a 90% serão negociados livremente entre as geradoras e demais agentes, através de contratos de longo prazo. O restante da energia de suprimento requerida pelos comercializadores/consumidores junto às geradoras (entre 10 e 15%) será negociado através de negociações nos mercados de curto prazo. Assim, conforme o volume contratado através dos contratos iniciais for sendo liberado para a livre negociação, o mercado *spot* deverá crescer em volume negociado no MAE, contudo, devido à restrição legal, citada anteriormente, esse não poderá representar mais do que 15% da energia elétrica de suprimento comercializada junto aos consumidores finais.<sup>7</sup>

Mesmo com essas restrições e a esperada volatilidade de seus preços, o mercado *spot* poderá desempenhar importantes funções como: “(a) indicar o valor marginal de curto prazo da energia, correspondendo ao valor no qual as decisões de

---

<sup>7</sup> Nos documentos oficiais, até o presente, não há indicações de que a Aneel permitirá que, do total de energia comercializada pela comercializadora junto ao consumidor final, mais do que 15% sejam adquiridos através dos mercados de curto prazo.

produtores e consumidores são mais eficientes; (b) fornecer um sinal econômico para futuros investimentos no setor e para a contratação de energia a longo prazo” (Born & Almeida, 1997).

### 2.3.2.2 Operador Nacional do Sistema - ONS

Quanto à operação do sistema elétrico brasileiro, foi instituída, em agosto de 1998, uma empresa privada chamada Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A empresa ONS é “um agente neutro criado a partir de um acordo multilateral entre todos os agentes do mercado (firmas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, além de consumidores livres)” (Hochstetler, 1998, p.156). A criação dessa empresa foi inspirada na National Grid, empresa privada britânica que desenvolve as mesmas funções previstas para o ONS. De acordo com a Coopers & Lybrand (1997), o ONS deverá ser responsável por todos os aspectos de operação e planejamento da rede de transmissão, mas não poderá ser proprietário de ativos de transmissão. Segundo o Ministério de Minas e Energia (1998), as funções básicas e específicas do ONS serão:

1. Planejamento operacional dos segmentos de geração e de transmissão, em um horizonte de até cinco anos;
- ii. Responsabilidade pela otimização do sistema, gerindo o despacho (entrega) de energia, ficando, assim, responsável por administrar o transporte de eletricidade no país;
- iii. Cobrança dos usuários da rede de transmissão e remuneração dos prestadores dos serviços de transmissão;
- iv. Planejamento dos investimentos necessários para períodos de até cinco anos;
- v. Garantia de novos investimentos no segmento de transmissão;

vi. Responsabilidade pela contabilização e liquidação da energia negociada no MAE; e

vii. Estabelecer o custo marginal de operação do sistema elétrico interligado.

De acordo com a Medida Provisória n. 1.819, de 31/03/99, a implantação definitiva do ONS, que inclui assumir as funções do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), órgão da Eletrobrás, está marcada para o dia 26/03/2000, data que poderá ser considerada como o final desse período de transição entre o modelo operacional anterior e o proposto pelos agentes reguladores.

### **2.3.2.3 O ONS e a formação de preço no mercado *spot***

Segundo a Aneel (1998), os geradores hidrelétricos fornecerão os dados técnicos de suas usinas, incluindo os níveis de seus reservatórios, vazões e disponibilidade de seus equipamentos. Os geradores termelétricos deverão informar os dados de custos de operação e combustível, rendimento térmico e disponibilidade de seus equipamentos. Por outro lado, os comercializadores deverão informar suas previsões de demanda, de acordo com as necessidades da programação energética do ONS. Para evitar alterações nas previsões de carga, nas declarações apresentadas ao ONS e também mudanças nas propostas de redução de carga - posteriores à definição do preço - serão estabelecidos critérios de estímulos e penalidades.

De acordo com Gomes (1998), mediante esses dados, o ONS aplicará modelos matemáticos que criarão uma escala de geração estabelecendo quais as unidades que deverão produzir energia elétrica (as que tiverem um menor custo marginal serão as primeiras) para que se alcance um menor custo marginal de operação do sistema.<sup>8</sup> Assim, como resultado dessa otimização do sistema, executada pelo ONS, será definido o custo marginal do MWh, que servirá de indicador para o preço a ser negociado no mercado *spot*.

---

<sup>8</sup> De acordo com a Aneel (1998), os modelos de otimização serão de conhecimento público.

Para a Aneel (1998), os preços no mercado *spot* deverão ser apresentados com antecedência a ser definida pelo MAE, podendo ser de uma semana ou, preferencialmente, de um dia (*ex-ante*). O preço no MAE será definido para cada submercado do sistema interligado e será estabelecido para diversos períodos de apuração, definindo-se período de apuração como o intervalo de tempo que permite refletir variações relevantes do valor econômico da eletricidade (por exemplo, cada meia hora ou cada hora).

### 2.3.2.4 Consumidores livres e cativos

Do lado do consumo, haverá uma classificação levando em consideração a possibilidade de liberdade na compra da eletricidade. Os consumidores poderão ser classificados entre livres e cativos. Segundo a Resolução 264/Aneel, de 13 de agosto de 1998, os consumidores serão considerados livres se enquadrados como se segue:

Tabela 15 – Critérios de classificação para o consumidor livre de energia elétrica.

Possibilidade de opção pelo fornecedor	Características do consumidor			Restrição à escolha do fornecedor
	Data de ligação da unidade de consumo	Demanda contratada	Tensão de fornecimento	
desde 13/08/1998	qualquer data	> 10 MW <sup>1</sup>	≥ 69 KV	nenhuma
desde 13/08/1998	unidade ligada depois de 08/07/95	> 3 MW	qualquer tensão	nenhuma
desde 13/08/1998	qualquer data	> 0,5 MW	qualquer tensão	somente Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) <sup>2</sup>
desde 13/08/1998	unidade desligada por mais de um ano	> 3 MW	qualquer tensão	nenhuma
a partir de 08/07/2000	unidade ligada antes de 08/07/95	> 3 MW	≥ 69 KV	nenhuma

Fonte: Resolução 264/Aneel, de 13/08/98, adaptada pelo autor.

<sup>1</sup> Uma demanda de 10 MW equivale à potência de 100 mil lâmpadas incandescentes de 100 W ou 250 mil lâmpadas fluorescentes de 40 W.

<sup>2</sup> Caracterizadas por apresentarem potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, além de área total de reservatório igual ou inferior a 3 km<sup>2</sup> (Resolução 394/Aneel, de 04/12/98).



Desse modo, os consumidores que apresentarem as características expostas na Tabela 15 poderão legalmente escolher seus fornecedores de energia. Os restantes dos consumidores serão denominados cativos, ficando “presos” à distribuidora monopolista responsável pela área de concessão em que esses consumidores estão inseridos. Assim, o consumidor cativo será aquele que somente poderá comprar energia do concessionário ou autorizado a cuja rede elétrica estará conectado. A vantagem em ser classificado como consumidor cativo é que a distribuidora local é obrigada a garantir o fornecimento regular de energia elétrica e a um preço fixado anualmente.

Apesar do número de consumidores livres poder ser considerado reduzido, devido às restrições impostas pela Resolução 264/Aneel, a sua representatividade sobre o consumo total do setor elétrico brasileiro é bem relevante, alcançando, em 1998, 22,6% do consumo total de energia elétrica brasileiro.<sup>9</sup> A Tabela 16, além dessa informação, apresenta a evolução do consumo de energia elétrica dos grandes consumidores industriais. Importante observar que, relativamente à participação desses consumidores sobre o consumo industrial total, verifica-se uma evolução de 34,4%, durante o ano de 1970, para 48,3%, em 1998.

Tabela 16 – Consumo dos grandes consumidores industriais de energia elétrica, 1970-1998 ( em GWh)<sup>1</sup>

Ano	Grandes consumidores industriais (a)	Consumo total industrial (b)	Consumo total brasileiro (c)	(a)/(b) em (%)	(a)/(c) em (%)
1970	6.700	19.500	39.700	34,4	16,9
1980	28.000	68.200	122.700	41,1	22,8
1990	50.000	112.300	217.700	44,5	23,0
1997	65.500	140.100	291.600	46,7	22,5
1998	69.000	142.900	305.600	48,3	22,6

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 – Eletrobrás (1999).

<sup>1</sup> Inclui fornecimento de energia interruptível e autoprodução.

Uma alternativa para os consumidores cativos serem classificados como livres será a formação de consórcios. Por exemplo, segundo a Eletrobrás/UFRJ

<sup>9</sup> Quando considerado consumidor livre como sendo aquele classificado como grande consumidor industrial dos setores de alumínio, ferroligas, cimento, soda-cloro, papel e celulose e petroquímica.

(1999), 15 empresas industriais da cidade de São Paulo reuniram-se para negociar, com a concessionária Metropolitana, o preço e a qualidade da energia elétrica a elas fornecida. Individualmente, algumas dessas empresas não chegariam a apresentar uma demanda superior a 10 MW, contudo, quando considerado o conjunto da demanda desses consumidores, apresentam um total de 250 MW, podendo todas usufruírem do benefício de escolha do fornecedor de energia elétrica, antes restrito aos consumidores livres.

### 2.3.2.5 Geração

No segmento de geração será introduzida a concorrência. Para tanto, propõe-se que as grandes empresas geradoras sejam cindidas, diminuindo o grau de concentração horizontal existente nesse segmento. O Ministério de Minas e Energia (MME) propôs a “separação horizontal das duas maiores gencos [*generation company*] federais, Furnas e Chesf, para criar duas empresas menores” (MME, 1998). Além disso, recomendou também a separação da Eletronorte em duas empresas. Outra ação visando introduzir a concorrência no segmento de geração será a sua desverticalização. Pelo menos em termos contábeis, as linhas de transmissão serão ativos separados das geradoras, formando as transcos (*transmission company*).

Para garantir a viabilidade de competição, serão impostos limites ao *market share* das geradoras, forçando-as a adquirir e vender energia elétrica de outros agentes do sistema elétrico. De acordo com a Resolução 94/Aneel, de 30/03/98:<sup>10</sup>

“I – um Agente de Geração não poderá deter participação superior a 20% (vinte por cento) da capacidade instalada nacional;

II – um Agente de Geração que atue no sistema interligado das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste não poderá deter participação superior a 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade instalada nesse sistema;

---

<sup>10</sup> De acordo com a Aneel (1998), um agente de geração é a empresa ou consórcio de empresas detentor de concessão ou autorização para produzir energia elétrica, bem como os agentes que, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, detêm participação acionária nessa empresa ou consórcio, participando do grupo de controle e sejam signatários do Acordo de Acionistas e/ou do Contrato de Concessão. No caso de importação de energia elétrica, a empresa ou consórcio responsável pela importação, bem como os seus acionistas, serão considerados agentes de geração.

III - um Agente de Geração que atue no sistema interligado das Regiões Norte e Nordeste não poderá deter participação superior a 35% (trinta e cinco por cento) da capacidade instalada nesse sistema.”

Ainda, de acordo com a Resolução, a única exceção, quando será admitida participação superior aos limites acima estabelecidos, se dará quando a mesma corresponder à capacidade instalada em uma única usina de geração de energia elétrica.

Vale mencionar que a privatização do setor elétrico iniciou-se pelo segmento de distribuição. Para o ano 2000, deverá ser acelerado o processo de privatização do segmento de geração. De acordo com a Eletrobrás/UFRJ (1999), neste ano deverá ocorrer a privatização de Furnas, CESP Paraná (1º trimestre), Eletronorte (até junho) e Chesf. A Tabela 17 apresenta a participação atual de cada empresa de geração de energia hidrelétrica na capacidade instalada do setor elétrico brasileiro, com algumas prováveis divisões que ocorrerão nesse segmento.

Tabela 17 – Participação das empresas de geração na capacidade instalada do setor elétrico brasileiro, excluindo a geração provinda de Itaipu,<sup>1</sup> 1999 (em %).

Empresa	% da capacidade instalada
Chesf – G1	9,8
Chesf – G2	9,7
Chesf – G3	3,1
CESP	12,4
Porto Primavera	3,9
Tietê	5,6
Paranapanema	4,9
Furnas Sul	9,2
Furnas Norte	8,3
Cemig	11,0
Gerasul	7,9
Eletronorte	7,3
Copel	6,9
Total	100

Fonte: Operador Nacional do Sistema - ONS (1999).

<sup>1</sup> De acordo com a Eletrobrás/UFRJ (1999), a usina de Itaipu é responsável por 25% da produção brasileira de energia elétrica.

### 2.3.2.6 Transmissão

O segmento de transmissão permanecerá como atividade monopolista. O Ministério de Minas e Energia trabalha com a hipótese da existência de duas companhias de transmissão, uma para cada sistema interligado (S/SE/CO e N/NE), ou quatro companhias de transmissão (transcos), devido à existência de várias empresas estaduais verticalizadas que deverão separar seus ativos de transmissão. De acordo com a Resolução 245/Aneel, de 31/07/98, serão considerados ativos de transmissão, compondo a chamada Rede Básica, as linhas que transportam energia elétrica com tensão (voltagem) igual ou superior a 230 KV e os ativos inferiores a essa voltagem serão tratados como ativos do segmento de distribuição de energia elétrica (baixa tensão).

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (1999), a extensão das linhas de transmissão, de acordo com a voltagem, estaria disposta conforme a Tabela 18, no ano de 1998.

Tabela 18 – Extensão das linhas de transmissão, por classe de tensão, 1998 (em km).

Classe de tensão	Extensão (km)	% do total
Abaixo de 230 KV <sup>1</sup>	116.150	64,17
De 230 KV até 440 KV	46.637	25,77
Em 500 KV ou acima	16.602	9,17
Elo de 600 KV ou acima	1.612	0,89
<b>Total</b>	<b>181.001</b>	<b>100,00</b>

Fonte ONS (1999) e Eletrobrás (1999).

<sup>1</sup> Note que, a partir de 31/07/98, com a entrada em vigor da Resolução 245/Aneel, as linhas de transmissão com classe de tensão inferior a 230 KV passaram a ser consideradas ativos do segmento de distribuição.

Deve ser mencionado que, tanto nas linhas de transmissão quanto nas de distribuição de energia elétrica, deverão permanecer critérios de regulação econômica. Para essas linhas serão aplicadas tarifas reguladas tendo por base uma receita permitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para cada empresa detentora da linha de transmissão e/ou distribuição. Esse critério é chamado de *revenue-cap*. As principais alterações para o segmento de distribuição são descritas a seguir.

### 2.3.2.7 Distribuição

Dentro do intento de desverticalizar o setor elétrico, a distribuição sofrerá separação, pelo menos contábil, do segmento de comercialização. Desse modo, as atuais distribuidoras verticalizadas deverão ser cindidas em duas empresas: a de distribuição e a de comercialização. A segregação é suposta importante para se verificar o grau de concorrência nesses segmentos e para avaliar os custos de distribuição. A desregulamentação essencialmente não englobará os consumidores cativos, pois esses continuarão atrelados à aquisição de energia elétrica de um único distribuidor. Assim, as empresas de energia elétrica continuarão atuando como monopolistas para os consumidores cativos. Contudo, a concorrência nesse segmento será introduzida para os consumidores livres, que poderão adquirir energia elétrica do MAE ou de qualquer varejista autorizado a atuar no mercado livre.

Também, visando a garantia da competição, serão impostos limites ao *market share* dos agentes de distribuição.<sup>11</sup> De acordo com a Resolução 94/Aneel, de 30/03/98:

“I – um Agente de Distribuição não poderá deter participação superior a 20% (vinte por cento) do mercado de distribuição nacional;

II – um Agente de Distribuição que atue no sistema interligado das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste não poderá deter participação superior a 25% (vinte e cinco por cento) do mercado de distribuição desse sistema;

III - um Agente de Distribuição que atue no sistema interligado das Regiões Norte e Nordeste não poderá deter participação superior a 35% (trinta e cinco por cento) do mercado de distribuição desse sistema.

---

<sup>11</sup> De acordo com a Aneel (1998), um agente de distribuição é a empresa detentora de concessão, permissão ou autorização para distribuir energia elétrica, bem como os agentes que, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, detêm participação acionária nessa empresa, participando do grupo de controle e sejam signatários do Acordo de Acionistas e/ou do Contrato de Concessão.

Art. 3º Um mesmo agente, atuando como Agente de Geração e como Agente de Distribuição, não poderá ter a soma aritmética de sua participação na capacidade instalada nacional com a sua participação no mercado de distribuição nacional superior a 30% (trinta por cento).”

Essas medidas buscando a alteração no poder de mercado dos segmentos de geração e distribuição parecem ser necessárias, pois, de acordo com Souza (1999), em 1998, a Razão de Concentração para esses segmentos, levando-se em consideração as quatro maiores empresas por segmento do sistema interligado Sudeste (CR4), foi de 99% para o segmento de geração e de 67% para o segmento de distribuição. Isso significa que as quatro maiores geradoras foram responsáveis por 99% das vendas de energia elétrica no sistema Sudeste, enquanto no segmento de distribuição, as quatro maiores concessionárias abocanharam um *market share* de 67%. São valores elevados, identificando um setor da economia onde o poder de mercado é extremamente concentrado, sobretudo no segmento de geração.

Por outro lado, mesmo com a regulamentação do disposto na Resolução 94/Aneel, ainda preocupa a questão da concentração do mercado. A citada resolução, ao estabelecer limites de concentração tão elevados, permite, por exemplo, que apenas quatro empresas sejam responsáveis pela geração em todo o sistema interligado das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, ou seja, 25% de *market share* para cada empresa. O mesmo poderá ocorrer no segmento de distribuição na Região Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Esses limites devem ser revistos, antes de sua regulamentação, sob o risco de causarem efeito diferente do esperado. Ao invés de diluir o poder de mercado no setor elétrico, poderão permitir a manutenção de razões de concentração tão elevadas como as identificadas por Souza (1999), ou, até mesmo legalizar a elevação da concentração nesse mercado.

#### **2.3.2.8 Comercialização**

O segmento de comercialização, para os consumidores cativos, será representado apenas pela concessionária verticalizada (distribuidora e comercializadora) e monopolista, responsável por uma determinada área de concessão. Diferentemente, para os consumidores livres, o segmento de

comercialização será composto pelas geradoras e produtores independentes de energia elétrica (PIE's) interessados na venda de energia elétrica diretamente ao consumidor livre; pelas atuais distribuidoras verticalizadas dentro ou fora de sua área de concessão; e por uma nova figura no setor elétrico: as comercializadoras que atuam como uma espécie de corretores (*brokers*). Essa última figura terá por objetivo lucrar com a compra de eletricidade junto às distribuidoras, geradores e PIE's e a posterior revenda para os consumidores livres ou demais interessados.

A Aneel vem fornecendo autorização para comercializadoras exercerem sua atividade. Até o presente, segundo a Aneel (2000), existem sete comercializadores: Eletrobrás, Tradener Ltda. (Curitiba - PR), Enron Ltda. e Energia Pan Brasil Ltda. (São Paulo - SP), Tradenergy Ltda. (Brasília - DF), Cia. Vale do Rio Doce (Rio de Janeiro) e a Energy Ltda. (Campo Grande – MS).<sup>12</sup>

### **2.3.2.9 Os contratos de comercialização**

Como mencionado, uma das principais mudanças propostas pelo processo de reestruturação será a possibilidade de diferentes formas de negociação do preço entre os segmentos do mercado. A negociação do preço da energia elétrica será livre entre geradoras, comercializadoras e consumidores livres. Todavia, como mencionado anteriormente, devido à elevada volatilidade esperada para os preços no mercado *spot*, a Aneel estabeleceu que, do total de energia comercializado pelos agentes participantes do MAE, com consumidores finais, pelo menos 85% deverão estar cobertos por energia assegurada de usinas próprias ou por contratos bilaterais de longo prazo, cuja duração seja no mínimo de dois anos. Assim, a compra de energia elétrica através dos contratos bilaterais de curto prazo ou utilizando o mercado *spot* deverá ter pequena representatividade no total de compras das comercializadoras (no máximo 15%). Desse modo, as empresas de geração e comercialização **participantes do MAE** comprarão e venderão energia elétrica livremente, através das seguintes formas de comercialização:

---

<sup>12</sup> A Resolução 265/Aneel, de 13/08/98, estabelece as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica.

i. **Negociações no mercado *spot*:** compras firmadas pelos agentes do MAE junto aos vendedores de energia elétrica no mercado *spot*, ao preço vigente nesse mercado, para entrega imediata;

ii. **Contratos bilaterais de curto prazo:** contratos de livre acordo entre os agentes do MAE, quanto ao aspecto do preço. No máximo, 15% do volume de energia comercializado pelo agente do MAE, junto ao consumidor final (cativo ou livre), poderão ser firmados através desse tipo de contrato, com prazo de duração inferior a dois anos, ou através de negociações no mercado *spot*;

iii. **Contratos iniciais de longo prazo:** referem-se ao montante de energia assegurada contratada através dos antigos contratos de fornecimento entre geradoras e distribuidoras. A vigência desses contratos irá até 31 de dezembro de 2005; e

iv. **Contratos bilaterais de longo prazo:** contratos de livre acordo entre os agentes do MAE, quanto ao aspecto do preço. Quando o comercializador não detiver usinas de geração, no mínimo 85% do volume de energia comercializada pelo agente do MAE, junto ao consumidor final, deverão ser firmados através desse tipo de contrato. Nesses contratos o fornecimento de energia elétrica é assegurado por um prazo mínimo de dois anos.

Para os agentes **não participantes do MAE**, por opção ou proibidos pela legislação (consumidores cativos), as relações contratuais básicas de compra e venda de energia elétrica serão representadas por:

i. **Contratos regulados:** contratos entre os comercializadores e seus clientes cativos, impostos pela legislação, com preço e prazo predeterminados; e

ii. **Contratos livres:** contratos de livre acordo quanto ao seu preço e duração, firmados entre produtores, comercializadores e consumidores livres de energia elétrica.



Para o atendimento ao consumidor cativo, efetuado pelas distribuidoras monopolistas, o reajuste das tarifas será anual, sendo adotado o critério tarifário do *price-cap*. Nesse critério, estabelece-se um preço de venda teto para os preços médios da distribuidora, corrigido conforme a variação de um índice de preços ao consumidor. Esse mecanismo de regulação tarifária vigorará até 2003, a partir de então passa a valer o mesmo critério tarifário aplicado para remunerar as detentoras de linhas de transmissão e distribuição – o *revenue-cap* (que considera uma receita máxima permitida).

Portanto, esse novo ambiente institucional do setor elétrico, que está surgindo de sua reestruturação, e a análise de seu impacto sobre a atividade de co-geração no setor sucroalcooleiro, principalmente sobre as formas de comercialização do produto oriundo dessa atividade, ou seja, a energia de co-geração, correspondem à principal justificativa para o desenvolvimento desta dissertação. Nesse intento, a pesquisa utilizará o arcabouço teórico que será apresentado no capítulo seguinte.

### **3 MARCO TEÓRICO: A NOVA ECONOMIA INSTITUCIONAL E SUAS VERTENTES**

Segundo Ribeiro, A. R. B. M. (1998), tanto o Ambiente Institucional como a Economia dos Custos de Transação (ECT), que servirão de metodologia para as análises desenvolvidas nos próximos capítulos, surgem a partir de vertentes de pesquisa da Nova Economia Institucional (NEI). A vertente de pesquisa do Ambiente Institucional presta-se para uma análise das bases de produção, de distribuição e de troca de determinado bem ou serviço. Quanto à Economia dos Custos de Transação, para Williamson (1985), citado por Pessali (1998), “qualquer relação que possa ser formulada como um problema de contratação, e aí estão incluídas as relações de troca que caracterizam o capitalismo - às quais costuma referir-se de maneira mais particular como *transações* - é passível de exame pela ECT” (Pessali, 1998, p. 21).

De acordo com Pessali (1998), a NEI apresenta alguns elementos de extrema validade analítica, entre eles: a racionalidade limitada, a incerteza, as transações como unidade de análise e a legitimidade de sua preocupação com os limites das firmas (estruturas de mercado). Para o setor elétrico em específico, conforme afirma Theotônio (1999), a vertente da Economia dos Custos de Transação é muito apropriada para uma análise desse setor e de seu processo de reestruturação, pois possibilita avaliar o problema quer sob a visão da adequação da nova estrutura de governança (menor grau de verticalização), quer sob o aspecto das novas relações comerciais (a questão dos novos contratos).

Desse modo, considerando-se a relevância dessa teoria e de suas principais vertentes para as pesquisas que serão desenvolvidas nesta dissertação, a seguir será apresentada uma descrição sobre a Nova Economia Institucional e suas linhas de estudo principais: o Ambiente Institucional e a Economia dos Custos de Transação.

### **3.1 A Nova Economia Institucional**

De acordo com Coase (1998), é comum afirmar-se que a Nova Economia Institucional (NEI) teve início com a publicação de seu artigo intitulado “The Nature of the Firm”, em 1937, na revista *Economica*. Não obstante, segundo o autor, é necessário reconhecer a importante contribuição, para a fundamentação dessa teoria, de outros conceituados economistas como Oliver Williamson, Harold Demsetz, Steven Cheung, John R. Commons e Wesley Mitchell, além de especialistas em diversas áreas, como advogados, antropólogos, sociólogos, cientistas políticos entre outros.

Segundo Pessali (1998), a Nova Economia Institucional (NEI) surge de críticas direcionadas à microeconomia tradicional. Essas críticas originam-se na “abordagem padronizada que aquela aplica às organizações, resumindo-as basicamente a funções de produção bem comportadas, considerando procedimentos homogêneos de otimização, adotando um modelo de comportamento humano em que os agentes detêm uma racionalidade global ou substantiva dentro de um mundo sem incerteza (ou que pode ser resumido a eventos com diferentes probabilidades em distribuições conhecidas), e tomam decisões independentes no tempo” (Pessali, 1998, p. 5).

Para Coase (1998), o termo Nova Economia Institucional foi designado por Oliver Williamson justamente para distinguir suas características da antiga economia institucional. De acordo com Williamson (1998), a Nova Economia Institucional parte do pressuposto de que as organizações são importantes e sujeitas à análise, sendo definidas como um conjunto de contratos atuando como verdadeiros elos entre as cadeias produtivas. Williamson (1998) chama as opções de organização das firmas de estruturas de governança (ou arranjos institucionais), caracterizando-as como tipos de jogo que pode ser disputado de três formas: pela via de mercado, hierárquica

ou através de formas híbridas (intermediárias entre as duas primeiras formas). Todavia, todo jogo tem suas regras e Williamson (1998) chamou o conjunto dessas regras de Ambiente Institucional, ou seja, as regras do jogo: a política, o aparato legal, os contratos e os direitos de propriedade.<sup>13</sup>

Dentro da Nova Economia Institucional, a linha de estudo que se baseia na pesquisa das regras do jogo ficou conhecida como Ambiente Institucional e a forma de disputa do jogo passou a ser classificada como a linha de estudo da Economia dos Custos de Transação (ECT). Para Williamson (1994), citado por Ribeiro, B. A. M. (1998), o Ambiente Institucional presta-se a analisar as instituições em um nível macroanalítico e a Economia dos Custos de Transação pode ser utilizada para uma análise microanalítica.

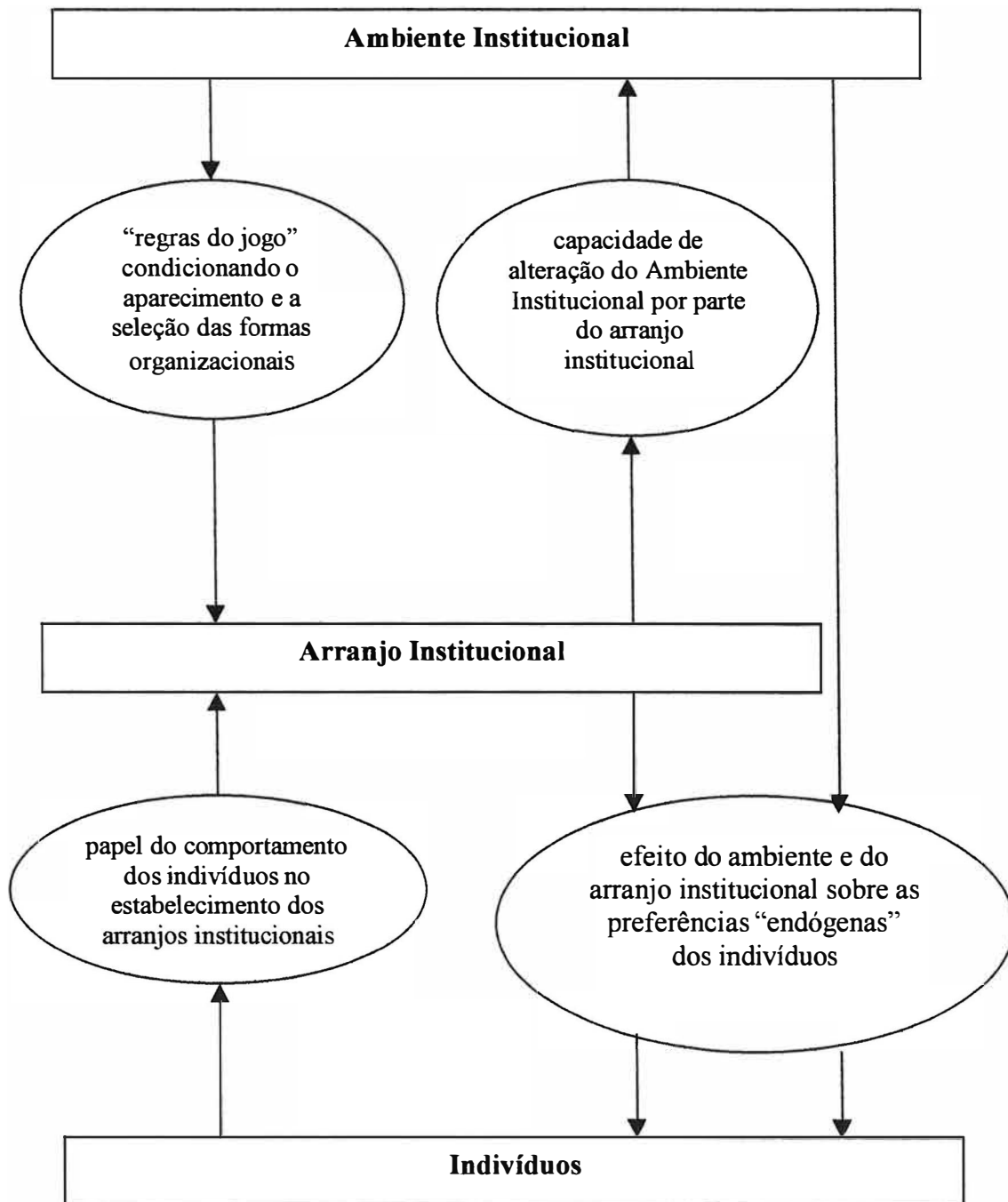
No entanto, esses níveis de análise não são desconexos entre si. A Figura 6 representa que tanto o Ambiente Institucional, quanto os arranjos institucionais e o comportamento dos indivíduos atuam sobre um conjunto de influências mútuas. O Ambiente Institucional e o comportamento dos indivíduos estabelecem as condições básicas para determinar o arranjo institucional. A estrutura de governança também influencia o Ambiente Institucional e o comportamento dos indivíduos. Por sua vez, o Ambiente Institucional exerce influência no comportamento dos indivíduos.

De acordo com o esquema de Três Níveis de Williamson, as influências exercidas pelo Ambiente Institucional sobre o arranjo institucional representam efeitos primários, assim como as influências exercidas pelos indivíduos sobre o arranjo institucional. Por outro lado, as influências exercidas pelo Ambiente Institucional sobre os indivíduos, assim como as influências exercidas pelo arranjo institucional sobre o Ambiente Institucional e os indivíduos indicam efeitos secundários.

Segundo Lazzarini (1997), as preferências endógenas dos indivíduos seriam representadas pelo seu padrão de comportamento ou, por exemplo, pela sua propensão ao uso de determinada forma de comercialização. Essas preferências seriam fortemente influenciadas através do Ambiente Institucional e dos arranjos institucionais.

---

<sup>13</sup> Para North (1992), citado por Ribeiro, A. R. B. M. (1998), os direitos de propriedade são responsáveis pela definição do uso, da renda potencial e da alienação dos bens.



Fonte: Ribeiro, A. R. B. M. (1998), adaptado pelo autor.

Figura 6 – Esquema de Três Níveis de Oliver E. Williamson.

### 3.1.1 O Ambiente Institucional

North (1994) definiu essa vertente macroanalítica como sendo um conjunto de restrições capaz de estruturar as interações políticas, econômicas e sociais. Essas restrições, normalmente conhecidas como as “regras do jogo”, podem ser formais (como a constituição ou leis de uma nação) ou informais (como os costumes, tradição e conduta de uma nação). Segundo Davis & North (1971), citados por Azevedo (1996), o Ambiente Institucional estabelece as bases para a produção, distribuição e troca dos bens e serviços. As regras para a eleição de um governo, para os direitos de propriedade e dos contratos seriam exemplos do tipo de regras básicas que regem o ambiente econômico. Segundo Jank (1996), o objetivo dessa vertente de pesquisa da NEI seria analisar:

1. A evolução e o papel das instituições formais e informais que governam os direitos de propriedade nos mercados;
- ii. Instituições sócio-político-legais;
- iii. Normas de comportamento; e
- iv. Sistemas de controle e os órgãos regulatórios.

North (1992), citado por Theotônio (1999), refere-se ao erro que a escola neoclássica incorria ao não considerar as instituições em suas análises. North argumenta que, mesmo a escola neoclássica focalizando a eficiência do funcionamento dos mercados, a maioria de seus economistas considera as instituições como dadas, não compreendendo as exigências institucionais essenciais à criação de um mercado eficiente.

Dessa forma, para North (1994) é importante distinguir as instituições das organizações. As instituições constituem a regra do jogo enquanto as organizações são os jogadores. Quanto às organizações, essas são compostas de grupos de indivíduos dedicados a alguma atividade executada com determinado objetivo. As

restrições impostas pelo Ambiente Institucional, juntamente com outras restrições normais da economia, delineiam o conjunto de oportunidades e, desse modo, o tipo de organizações que serão construídas.

Para Williamson (1993), tanto o Ambiente Institucional, quanto os pressupostos sobre o comportamento dos indivíduos afetam as condições básicas que definirão o melhor arranjo institucional. Da mesma maneira, o arranjo institucional influi sobre o comportamento dos indivíduos e sobre o Ambiente Institucional, como pôde ser observado na Figura 6.

### **3.1.2 A Economia dos Custos de Transação**

De acordo com Pessali (1997), o desenvolvimento da vertente da NEI conhecida como Economia dos Custos de Transação (ECT) é marcada por duas obras principais. A primeira delas, já citada, é a publicação do artigo “The Nature of the Firm”, em 1937, por Ronald Coase. E a segunda obra parte da retomada, por Oliver Williamson, das idéias de Coase, sendo denominada “The Economic Institutions of Capitalism”, publicada em 1985. A ECT tem por base a aceitação de que os custos de transação existem e de que as instituições devem ser consideradas nas análises econômicas. Para North (1994), as instituições constituem as regras do jogo de uma sociedade e que, na presença de custos de transação significativos, passam a ganhar importância. Segundo o autor, um conjunto de instituições políticas e econômicas que forneça transações de baixo custo, viabiliza a existência de mercados de produtos e de fatores eficientes, necessários ao desenvolvimento econômico.

Segundo Coase (1991), para que os preços sejam descobertos pelos agentes, há negociações que devem ser empreendidas, contratos que necessitam ser desenhados, inspeções a realizar, debates para resolver disputas, tempo para procurar um comprador por seu produto, e assim por diante. Esses eventos representariam custos para as organizações e foram denominados custos de transação. Em relação às propostas de Coase, para Ribeiro, A. R. B. M. (1998), a principal contribuição de Williamson à ECT, foi justamente expor a diversidade contratual através dos atributos das transações. Esses atributos, por serem observáveis, seriam os elementos

explicativos dos custos de transação, permitindo, assim, a escolha da forma organizacional mais eficiente para desenvolver as transações.

Segundo Ribeiro, B. A. M. (1998), o nível microanalítico é denominado Economia dos Custos de Transação, sendo referente às instituições de governança (como as regras hierárquicas que regem uma empresa internamente ou às regras de mercado). Dentro dessa linha de análise, segundo Ribeiro, B. A. M. (1998), a principal contribuição de Ronald Coase para a Nova Economia Institucional foi a de apresentar que os ganhos potenciais de uma transação não podem ser concretizados em sua totalidade devido à existência de custos de coleta de informações e de implementação de contratos, ou seja, os custos de transação.<sup>14</sup> North (1992), citado por Ribeiro, A. R. B. M. (1998), afirma que os custos de transação correspondem basicamente aos custos de obter, negociar e processar a informação e aos custos de execução dos contratos.

Existem diversos arranjos institucionais possíveis para a realização da transação. Desse modo, a negociação deve ser concretizada sob o arranjo institucional onde os custos de transação apresentem-se menores. Segundo Azevedo (1996), Coase expõe que a coexistência de diversas formas de coordenação (via mercado, verticalização e arranjos contratuais intermediários) ocorre devido a custos de transação diferentes entre essas formas.

Os custos de transação na realização das negociações podem ocorrer tanto entre firmas quanto para transações dentro de uma mesma firma (intra firma). Segundo Farina, Azevedo & Saes (1997), citados por Weydmann (1998), os custos de transação podem ser caracterizados como sendo os custos de:

1. Elaboração e negociação dos contratos;
11. Mensuração e fiscalização dos direitos de propriedade;

---

<sup>14</sup> Considerando transação como sendo o momento em que ocorre a transferência de um bem ou serviço entre etapas produtivas separáveis tecnologicamente. Para Ribeiro, A. R. B. M. (1998), as transações seriam as interligações entre as etapas produtivas, tecnologicamente distintas e estabelecidas através de contratos. Segundo Azevedo (1996), os custos de produção de determinado produto seriam a soma dos custos de transação e de transformação dos fatores de produção no citado produto.



- iii. Monitoramento do desempenho;
- iv. Organização de atividades; e
- v. Adaptações ineficientes às mudanças do sistema econômico.

A observação de que uma instituição é formada por um conjunto de agentes, revela a importância do ambiente e do arranjo institucional no qual a transação é concretizada. Desse modo, variáveis como preço, quantidade e o conjunto de regras são importantes na determinação dos custos de transação envolvidos (que devido ao ambiente e ao arranjo institucional são diferentes entre as empresas).

Para Ribeiro, B. A. M. (1998), a aceitação da existência de custos de transação e de que as instituições não são neutras constituem-se nos pilares essenciais da Economia dos Custos de Transação. Todavia, esses pilares são construídos considerando-se a aceitação de dois pressupostos: a existência de racionalidade limitada e a possibilidade de ações oportunistas. Esses pressupostos serão detalhados a seguir.

### **3.1.2.1 A racionalidade limitada**

De acordo com North (1994), as instituições são criadas para reduzir o conjunto de incertezas através da estruturação das interações humanas, não significando, necessariamente, que os resultados serão eficientes. A questão da racionalidade limitada e as características das transações impedem o resultado ideal de um modelo de custo de transação zero. Segundo o autor, a Teoria Neoclássica pressupõe que os atores sejam detentores das informações necessárias para a avaliação de forma correta das alternativas e, assim, fazer as escolhas corretas que levem a seu objetivo. Desse modo, considerando-se que as instituições são passivas, não limitando as ações dos indivíduos e que as informações dos agentes são completas, a racionalidade plena é a ferramenta correta para a Teoria Neoclássica, ou seja, a racionalidade dos indivíduos tem caráter global.

Por outro lado, se os agentes têm as informações de modo incompleto, constroem modelos subjetivos para a escolha de suas opções (como previsto também na Teoria Neoclássica) e só conseguem corrigir esses modelos de maneira imperfeita através do *feedback* de informações, então, segundo North (1994), o postulado de racionalidade processual constitui-se em um elemento indispensável para a elaboração de qualquer teoria. Esse postulado considera tanto os mercados incompletos e imperfeitos como também conduz o pesquisador à base dessas imperfeições: os custos de transação. “Os agentes pretendem ser racionais, no sentido maximizador, mas só conseguem sê-lo *parcialmente*, posto que sua capacidade cognitiva (com referência tanto ao seu conhecimento, às suas habilidades e à sua previdência) e seu tempo para tomada de decisões são limitados. Sendo assim, as organizações (firmas) são formas úteis de "unir" capacidades limitadas para levar a bom fim os propósitos humanos.” (Pessali, 1998, p. 27)

Williamson (1985), citado por Ribeiro, A. R. B. M. (1998), classificou a racionalidade em três diferentes níveis: racionalidade forte, semiforte (ou limitada) e fraca. Para Azevedo (1996), essa classificação abrange os modelos de racionalidade mais importantes, não significando a inexistência de outras classificações.

No primeiro nível de racionalidade, os agentes teriam perfeito conhecimento das informações disponíveis e seriam aptos para processá-las, objetivando a maximização de sua função objetivo. Assim, todas as ações alternativas no decorrer de uma transação seriam previstas e os custos de transação existentes na transação seriam oriundos de comportamento oportunista de outros agentes. De acordo com Pessali (1998), esse tipo de racionalidade corresponde à racionalidade maximizadora utilizada pela Teoria Neoclássica. O último nível de racionalidade, chamado de fraco, considera que a capacidade racional dos agentes não é suficiente para direcionar a escolha de um arranjo institucional que mitigue problemas contratuais *ex-post*. Esse tipo de racionalidade corresponde à racionalidade orgânica ou processual, utilizada pela Escola Austríaca e por evolucionistas.

Todavia, o nível de racionalidade mais importante para a Nova Economia Institucional é o semiforte. Para Ribeiro, A. R. B. M. (1998), a racionalidade limitada seria um dos pressupostos do comportamento dos agentes para a NEI, correspondendo à capacidade restrita dos agentes no processamento de informações.

Segundo Azevedo (1996), a adoção desse pressuposto implicaria que um agente, buscando maximizar a função objetivo de sua empresa, encontraria uma capacidade limitada para a obtenção das informações necessárias para atingir o objetivo de maximização, bem como para processar todas as informações contidas nas relações contratuais. Essa restrição seria de ordem pessoal ou mesmo de ordem orçamentária. Desse modo, o agente adotaria uma alternativa apenas satisfatória, por causa da racionalidade limitada, sendo descartada, assim, a existência de contratos perfeitos. De acordo com o autor, a imperfeição dos contratos implicaria em renegociações futuras e, portanto, em custos nas transações.

### 3.1.2.2 O oportunismo

A possibilidade de ações oportunistas existe devido ao desejo dos agentes em atender ao seu interesse próprio. Isso pode conduzir os agentes a agirem de forma desonesta nas transações. Para Ribeiro, B. A. M. (1998), a atitude de oportunismo pode ser classificada em *ex-ante*, quando ocorre antes da realização da negociação e *ex-post*, quando ocorre uma atitude de oportunismo durante ou após a realização da transação.<sup>15</sup> Segundo Ribeiro, A. R. B. M. (1998), um exemplo de custo *ex-ante* seria aquele incorrido na elaboração do contrato e de custo *ex-post* seria aquele incorrido para o incentivo e o monitoramento dos agentes, visando a efetivação da transação dentro dos termos contratados, ou eventuais custos incorridos na renegociação devido à má adaptação dos agentes contratantes.

Williamson (1985), citado por Ribeiro, A. R. B. M. (1998), também classificou o oportunismo em três níveis diferentes. O primeiro nível é chamado de *self-interest seeking with guile* (sem restrições éticas). Nesse nível, o egoísmo do agente é extremo, sendo possível a ocorrência de atitudes ignóbeis, tanto *ex-ante* como *ex-post* à negociação. No segundo nível de oportunismo, o egoísmo do agente é menos pronunciado, restrito devido à eficiência do sistema judicial, à inexistência de custos de transação e à ética que conduziriam ao cumprimento integral das cláusulas dos contratos. O último nível, segundo Azevedo (1996), é empregado nas

---

<sup>15</sup> De acordo com Azevedo (1996), o conceito de seleção adversa está associado a ações oportunistas ocorridas *ex-ante* à transação e o conceito de *moral hazard* (ou risco moral) está associado a ações oportunistas ocorridas *ex-post* à transação.

formulações utópicas de engenharia social e para situações em que as atitudes dos agentes são regulamentadas por entidades externas (por exemplo, o governo ou determinada ideologia).

Dessa forma, esses dois pressupostos, a racionalidade limitada e o oportunismo dos agentes, conduzem à existência de custos de transação, sobretudo quando a transação envolve incertezas e especificidades no ativo negociado. As incertezas na transação contribuem para a imperfeição nas previsões e a existência de ativos específicos conduz à insegurança e ao aumento das expectativas quanto a perdas no caso de ocorrer quebra contratual.

Dentro dessa linha, Williamson (1989), citado por Ribeiro, B. A. M. (1998), objetivando caracterizar uma transação, definiu três dimensões para descrever uma transação: (i) as condições de especificidade dos ativos negociados; (ii) a frequência de ocorrência; e (iii) o grau de incerteza envolvido na transação. Segundo Ribeiro, A. R. B. M. (1998), de acordo com a ECT, o modelo de escolha da forma organizacional mais eficiente baseia-se nos custos e nessas dimensões (atributos) envolvidos em uma transação. A seguir, essas três dimensões são detalhadas.

### **3.1.2.3 A especificidade do ativo**

Para Williamson (1989), citado por Ribeiro, B. A. M. (1998), um ativo é considerado específico quando não pode ser reutilizado em uso alternativo ou por um usuário alternativo, sem que ocorra perda no valor produtivo. Assim, havendo oportunismo e racionalidade limitada, qualquer investimento em ativos específicos estará sujeitos a riscos e problemas de adaptação, ou seja, a potenciais custos de transação. Segundo Azevedo (1996), o investimento em ativos específicos é compensado pela existência de uma quase-renda na transação envolvida. A quase-renda, nesse caso, seria a diferença entre o retorno proporcionado pelo emprego de um ativo específico e o proporcionado pelo seu emprego em uso alternativo. Dessa maneira, os ativos específicos possuem um valor maior quando utilizados na transação à qual são específicos.

A geração dessa quase-renda depende da continuidade da transação, levando a uma relação de barganha entre os agentes. A busca pela apropriação dessa quase-

renda tende a conduzir a uma situação semelhante à de um monopólio bilateral. Cada agente procura exercer um poder de monopólio, objetivando apropriar-se dos ganhos gerados pelo investimento em ativos específicos. A diferença entre uma abordagem de monopólio bilateral e a ECT é que, enquanto na primeira abordagem a estrutura de monopólio é dada exogenamente, na ECT é dada endogenamente.

Para Ribeiro, A. R. B. M. (1998), a especificidade do ativo pode ser considerada como o indutor mais importante para a escolha da forma de governança. Joskow (1993) e Williamson (1991), citados por Ribeiro, B. A. M. (1998) e Ribeiro, A. R. B. M. (1998), respectivamente, afirmam que há diversos tipos de especificidade, podendo ser caracterizados como se segue:

1. **Especificidade locacional:** quando comprador e vendedor mantêm uma relação direta (*face to face*), representando uma decisão *ex-ante* que objetiva a minimização dos custos de inventário e transporte. Nesse caso, o ativo envolvido na transação será altamente imóvel. Segundo Williamson (1991), citado por Ribeiro, A. R. B. M. (1998), essa especificidade refere-se à localização relativa de firmas responsáveis por etapas sucessivas de uma mesma cadeia de produção que, se favorável, proporciona economia de despesas com armazenagem e transporte;

ii. **Especificidade do ativo físico:** quando os agentes envolvidos na transação realizam investimentos em ativos específicos para essa transação, sendo nulo ou extremamente baixo o seu valor em usos alternativos;

iii. **Especificidade de ativo humano:** representa a especificidade resultante de investimentos realizados em capital humano, como por exemplo a aplicação do processo de *learning-by-doing*;

iv. **Especificidade de marca:** refere-se ao capital que se materializa no nome de um bem, serviço ou a própria empresa. Pode estar relacionada a ativos de qualidade superior ou à adoção de determinados padrões;

v. **Ativos dedicados:** refere-se a investimentos realizados pelo fornecedor objetivando o atendimento a uma significativa venda para um comprador específico. Nesse caso, ocorrendo a quebra do contrato, o vendedor ficará com uma considerável capacidade produtiva ociosa; e

vi. **Especificidade temporal:** refere-se ao momento em que a transação é efetivada e à simultaneidade necessária entre as diversas etapas produtivas que é função do tempo. Assim, ganhos oriundos da transação podem ser reduzidos ou eliminados, se a negociação não for efetivada em tempo hábil. Essa especificidade ganha importância no caso de produtos perecíveis.

Segundo Azevedo (1997), quanto maior a especificidade do ativo, maior a necessidade de implantação de controles sobre a transação e maior tendência de transações baseadas em contratos de longo prazo ou, até mesmo, de integração vertical. Por outro lado, com especificidade baixa do ativo, maior a possibilidade de sua alocação em outro processo produtivo e, assim, maior a tendência de opção por uma estrutura de governança pela via de mercado.

#### **3.1.2.4 Frequência**

Os custos de transação são afetados pela frequência com que as negociações são realizadas. Segundo Azevedo (1996), a diluição dos custos de adoção de mecanismos complexos por várias transações e a possível construção de negociações referenciadas na reputação são dois aspectos relevantes na questão da frequência nas transações.

Segundo Ribeiro, A. R. B. M. (1998), quanto maior a frequência de ocorrência de uma transação, maior torna-se a possibilidade de se internalizar a etapa produtiva dessa transação, sem ocorrer perdas de eficiência oriundas da questão de escala. Nesse caso, a integração vertical ou o estabelecimento de contratos de longo prazo podem ser estratégias plausíveis para a firma.

Para Ribeiro, B. A. M. (1998), transações que ocorrem com pouca frequência geram incentivos para que não sejam realizados investimentos em

mecanismos de controle, pois, segundo Azevedo (1996), os agentes desconhecem suas idiossincrasias de forma recíproca, favorecendo a imprevisibilidade dos eventos na transação. Por outro lado, um comportamento cooperativo pode surgir em situações onde as transações se dão com elevada frequência, pois os ganhos futuros com a transação compensariam quaisquer ganhos eventuais obtidos através de um comportamento de oportunismo no curto prazo. Assim, para Joskow (1987), citado por Ribeiro, B. A. M. (1998), a reputação atua como uma restrição à existência de um comportamento de oportunismo *ex-post*, ou seja, funciona como um mecanismo de controle para evitar a ocorrência desse tipo de comportamento no curto prazo.

### 3.1.2.5 Incerteza

Para Azevedo (1996), a transação está associada a duas formas de incerteza. A primeira é do tipo contingente e a segunda relaciona-se à assimetria de informações. A característica principal da primeira forma é sua origem eventual, surgida de ações aleatórias da natureza e de alterações na preferência do consumidor. Segundo Ribeiro, B. A. M. (1998), essa incerteza pode ser mais acuradamente denominada de risco. O segundo tipo de incerteza tem origem na falta de comunicação ou desconhecimento do tomador de decisões sobre os planos e decisões realizados pelos demais agentes da organização econômica.

De acordo com Ribeiro, A. R. B. M. (1998), as formas organizacionais são afetadas pela presença da incerteza nas transações. Essencialmente, quanto maior o nível de incerteza (e, por conseguinte, de risco) maior será a tendência de se buscar estruturas de governança hierárquicas como forma de organização. Segundo a autora, dentre as formas organizacionais, a forma híbrida (intermediária ao mercado e à governança hierárquica) seria a mais suscetível à incerteza, devido à necessidade frequente de adaptações aos contratos. Para a efetivação dessas adaptações, quando a forma híbrida é adotada como forma de organização, há necessidade de consenso entre as partes, tornando, por vezes, extremamente custosos os efeitos de uma adoção da forma híbrida. Não há necessidade de consenso, quando adotadas as formas de organização via mercado e hierárquica (quando há integração vertical), pois as adaptações contratuais podem ser realizadas unilateralmente.

### 3.1.3 As estruturas de governança e suas variáveis de influência

Para Marion Filho (1997), são vários os fatores determinantes do modo de produção (ou estrutura de governança) da indústria. O Ambiente Institucional (aspecto legal, tradição e cultura) e as características das transações (frequência, incerteza e especificidade dos ativos) relacionam-se com os pressupostos comportamentais (capacidade cognitiva limitada e oportunismo), surgindo, dessa interação, estruturas de governança que minimizam os custos de transação. Essas estruturas organizacionais podem ser via mercado, híbridas (terceirização, franquias, *joint ventures*, arrendamentos, parcerias e outras) ou governança hierárquica, podendo ocorrer diversas estruturas de governança dentro de um mesmo setor. De acordo com Eaton & Eaton (1999), uma firma adotará uma estratégia de expansão até o momento em que o custo organizacional de adicionar outra função interna seja idêntico ao custo de transação envolvido na coordenação dessa função pela via de mercado.

O nível de especificidade de um ativo é uma das variáveis mais importantes na influência sobre a estrutura de governança mais adequada. Farina & Zylbersztajn (1994), citados por Marion Filho (1997), afirmam que o nível de especificidade do ativo pode alterar o modo de organização da produção. Assim, se a especificidade de um ativo é baixa, as transações entre os agentes tenderiam a ocorrer preferencialmente através da via de mercado. Conforme eleva-se a especificidade do ativo, os custos de transação aumentam, sendo necessária a inclusão de arbitragem ou até mesmo a internalização da transação. Nesse caso, a estrutura de governança via mercado cede lugar para a via interna (integração vertical).

Para Pessali (1997), a incerteza também exerce grande influência sobre a estrutura de governança eficiente. Em ambientes institucionais onde a incerteza encontra-se em elevado nível, a forma híbrida tende a ser a mais prejudicada, pois depende de demoradas e custosas negociações para o desenvolvimento e monitoramento das transações. A estrutura de governança híbrida não pode contar com a hierarquia que proporciona uma decisão rápida para adaptação às frequentes



mudanças desse ambiente, nem com a agilidade discreta dos mercados para mudar fornecedores e clientes.

Segundo Weydmann (1998), a coordenação identifica a estrutura de governança mais adequada para as transações ocorrerem. As estruturas de governança hierárquica e híbrida demandam um trabalho coordenativo para a elaboração de regras formais e informais, assim como os citados controles para a vigência e monitoramento das mesmas. Desse modo, contratos são estabelecidos entre os agentes para efetivar as transações. Esses contratos serão de cunho adaptativos, devendo conter cláusulas *ex-ante* e *ex-post* visando a redução do comportamento oportunista originário da assimetria de informações e/ou da racionalidade limitada. Na elaboração desses contratos deverão ser consideradas as características do Ambiente Institucional, da incerteza, da especificidade dos ativos e da frequência das transações.

Ainda, para Weydmann (1998), quanto mais rapidamente o sistema consegue se adaptar às mudanças, maior a possibilidade das negociações ocorrerem a um menor custo de transação, maior é a possibilidade de se auferir ganhos no mercado, tornando-se mais competitivo. De acordo com Farina (1996), citada por Marion Filho (1997), alterações nas estratégias concorrenciais podem modificar a especificidade dos ativos, os custos de transação e, por conseguinte, as estruturas de governança eficientes. Macneil (1978), citado por Marion Filho (1997), classificou as transações em três tipos de contratos, procurando identificar as relações contratuais presentes nas estruturas de governança, a saber:

1. **Contratos clássicos:** caracterizados por serem completos e se esgotarem no momento da transação. As cláusulas contratuais são claramente conhecidas de ambas as partes, mesmo assim, a recorrência a órgãos judiciais é permitida. Assim, a barganha seria restrita à negociação do preço e a via de mercado seria uma estrutura de governança eficiente para a transação;

11. **Contratos neoclássicos:** caracterizados por serem aplicados a transações de longo prazo, por tempo preestabelecido e executados sob condições de incerteza. Conforme surgem novas circunstâncias, há necessidade de adaptações às

cláusulas contratuais, por isso, a importância do auxílio de terceiros para a solução de embates; e

111. **Contratos relacionais:** caracterizados por serem incompletos, ocorrendo em transações recorrentes, por tempo indeterminado, surgindo das relações entre as partes ao longo do tempo. Devido à incompletude do contrato e à elevada frequência de ocorrência da transação, a transação é monitorada e administrada periodicamente, revelando a importância do conhecimento entre si das partes envolvidas. A internalização da transação através da integração vertical é frequentemente adotada como a estrutura de governança eficiente.

Para Williamson (1985), citado por Marion Filho (1997), a Economia dos Custos de Transação expõe o problema da organização econômica como uma questão contratual. Dessa maneira, a ECT apresenta a argumentação de que os custos contratuais - ou de transação - dependem do Ambiente Institucional, das características das transações envolvidas e dos pressupostos firmados sobre o comportamento dos agentes. Através dessa argumentação, as estruturas de governança que minimizam os custos de transação são determinadas.

A seguir, será analisado como está ocorrendo a inserção do co-gerador sucroalcooleiro no novo ambiente institucional do setor elétrico nacional, com enfoque nos atributos que envolvem as transações referentes à comercialização de seu produto. Para tanto, serão adotados, como referencial, princípios abordados neste capítulo sobre a Nova Economia Institucional.

## **4 OS CO-GERADORES SUCROALCOOLEIROS E SUA INSERÇÃO NO NOVO AMBIENTE INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL**

Neste capítulo serão apresentadas e analisadas as principais alterações que o novo ambiente institucional do setor elétrico tem provocado sobre a atividade de co-geração no setor sucroalcooleiro.

### **4.1 A reestruturação do setor elétrico e a atividade de co-geração sucroalcooleira**

Os produtores independentes de energia elétrica (PIE's) do setor sucroalcooleiro são importantes para a consolidação do novo modelo proposto para o setor elétrico brasileiro. Seus empreendimentos são caracterizados, geralmente, por serem de pequena escala e curto prazo de maturação, quando comparados às grandes usinas hidrelétricas; e por estarem localizados, quase que em sua totalidade, no maior mercado consumidor do sistema elétrico brasileiro: o Estado de São Paulo. Assim, os PIE's conferem maior confiabilidade ao sistema elétrico e também competitividade ao elevar o número de *players* dessa indústria. Em vista disso, e dentro do âmbito do processo de reestruturação do setor elétrico, os agentes reguladores têm implementado diversas medidas objetivando o desenvolvimento da atividade de co-geração no setor sucroalcooleiro. A seguir, as principais medidas são apresentadas.

#### **4.1.1 A compra garantida do excedente co-gerado**

O Ministério de Minas e Energia, em 02 de julho de 1999, através da edição da Portaria 227, sinalizou aos empresários co-geradores a intenção de implantar diretrizes específicas para a compra dos excedentes co-gerados no curto prazo. Para tanto, a Aneel realizou, durante o mês de outubro de 1999, uma chamada pública para identificar os excedentes de energia elétrica co-gerada, objetivando a sua comercialização no curto prazo. A citada portaria incube, ainda, a Eletrobrás de criar, diretamente ou através de suas controladas, os mecanismos adequados para a compra dos excedentes inventariados pela Aneel.

A compra garantida deverá ser efetuada através dos chamados PPA's (Power Purchase Agreement). Esses instrumentos serão contratos de garantia de compra, através do qual o comprador se comprometerá a pagar um preço pela energia de co-geração, capaz de sustentar um fluxo de receita que viabilize o investimento. A instituição dos PPA's facilitará aos co-geradores a obtenção de empréstimos, pois, para os órgãos financiadores, o risco de inadimplência será menor para empréstimos fornecidos a co-geradores detentores de PPA's.

#### **4.1.2 As novas formas de comercialização para a energia de co-geração**

A promulgação do Decreto 2.003, em 10/09/96, definiu as formas de comercialização da energia co-gerada por parte dos PIE's. Considerando um PIE do setor sucroalcooleiro, o excedente de energia elétrica co-gerado poderá ser comercializado junto aos seguintes agentes do setor elétrico:

1. Concessionários de serviço público de energia elétrica;
11. Consumidores livres de energia elétrica;
111. Comercializadores de energia elétrica;

iv. Consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de co-geração;<sup>16</sup>

v. Conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição; e

vi. Qualquer consumidor que demonstre à Aneel não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento de energia elétrica no prazo de até 180 dias, contado da respectiva solicitação.<sup>17</sup>

Além dessas formas de comercialização, não há impedimento legal para a venda direta a outros produtores de energia elétrica que, para evitar quebra de obrigações contratuais com seus clientes ou mesmo em caráter especulativo, atuem como compradores de energia elétrica. É importante mencionar que, sendo acordado com a distribuidora de energia elétrica e mediante prévia autorização da Aneel, poderá o produtor independente permutar blocos de energia elétrica economicamente equivalentes para possibilitar: (i) o consumo em suas instalações industriais; (ii) para atender a consumidores interessados na aquisição da energia elétrica co-gerada; e (iii) a pedido dos próprios concessionários.

Apesar de esse decreto ter sido homologado em setembro de 1996, somente a opção de vender o excedente co-gerado para o concessionário local vigorava. A possibilidade de negociar o excedente co-gerado através das demais opções, principalmente ao consumidor livre, dependia da regulamentação do acesso dos PIE's às redes de distribuição e transmissão das concessionárias, bem como de sua

---

<sup>16</sup> Essa opção de comercialização refere-se ao fornecimento a grandes consumidores industriais e/ou comerciais de energia elétrica co-gerada em conjunto com outro insumo derivado do processo de produção dessa energia, essencialmente o vapor. A venda a esses consumidores deverá ser pouco representativa, pois, para a sua efetivação, o complexo de consumidores deverá situar-se próximo à usina de co-geração.

<sup>17</sup> As duas últimas opções de comercialização, itens v e vi, referem-se quando o co-gerador fornece energia elétrica a consumidores cativos. Nesses casos, a comercialização de energia elétrica deverá ser realizada a preços sujeitos aos critérios gerais fixados pela Aneel. Na última opção, item vi, o PIE sucroalcooleiro substituiria a distribuidora local em virtude de sua incapacitação técnica.

conexão. A não regulamentação dessa questão permitia a continuidade do exercício de um poder de monopólio das distribuidoras locais sobre os PIE's sucroalcooleiros.

Finalmente, em 01 de outubro de 1999, a Aneel promulgou a Resolução 281, estabelecendo as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, permitindo, desse modo, a efetivação do disposto no Decreto 2.003. Os principais tópicos dessa Resolução são explicitados a seguir.

#### **4.1.3 O livre acesso à conexão e uso das redes de transmissão e distribuição**

Através da promulgação da Resolução 281/Aneel, de 01/10/99, foram estabelecidas as condições gerais de contratação do acesso, uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. De acordo com a Aneel (1999), o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição possibilitará a comercialização direta entre produtores e consumidores livres, independente de suas localizações no sistema elétrico interligado, devendo contribuir para a modicidade das tarifas ao consumidor.

Os produtores independentes de energia elétrica deverão firmar, conforme o caso, o contrato de uso dos sistemas de transmissão com o Operador Nacional do Sistema (ONS) e o contrato de conexão com a distribuidora de transmissão no ponto de acesso, estabelecendo as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexão e os respectivos encargos. Além disso, ficarão responsáveis também por efetuar os estudos, projetos e a execução das instalações de uso exclusivo e a conexão com o sistema elétrico da distribuidora onde será feito o acesso. Quanto ao acesso aos sistemas de distribuição, tanto os PIE's quanto os consumidores deverão firmar os contratos de uso dos sistemas de distribuição e de conexão com a distribuidora local.

Em todos os contratos deverão estar especificados os montantes de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição contratados nos horários de ponta e fora

de ponta,<sup>18</sup> a capacidade de demanda da conexão e as condições para a solicitação de alteração dos valores de uso contratados.

Os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição serão calculados seguindo as seguintes expressões:

**Encargos devidos pelos PIE's:**

$$E_g = T_g \times U_g \quad (1)$$

Onde:

$E_g$  - encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, em R\$;

$T_g$  - tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição atribuída ao usuário, em R\$/KW;

$U_g$  - montante do uso contratado pelo usuário, em KW;

**Encargos devidos pelos consumidores:**

$$E_c = T_p \times U_p + T_{fp} \times U_{fp} \quad (2)$$

Onde:

$E_c$  - encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, em R\$;

$T_p$  - tarifa de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição no horário de ponta, em R\$/kW;

$T_{fp}$  - tarifa de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição fora do horário de ponta, em R\$/kW;

---

<sup>18</sup> De acordo com a Portaria 33/DNAEE, de 11/02/88, o horário de ponta compreende três consecutivas de um dia útil, definidas pela distribuidora, situadas no intervalo entre 17 e 22h. O horário fora de ponta é o conjunto de horas complementar ao horário de ponta.

$U_p$  – montante do uso no horário de ponta contratado ou medido (o que se apresentar maior), em KW;

$U_{fp}$  – montante do uso fora do horário de ponta contratado ou medido (o que se apresentar maior), em KW.

O horário de ponta a ser considerado em cada caso será o mesmo estabelecido para a área de concessão pela empresa distribuidora local. Quanto aos encargos de conexão aos sistemas de transmissão ou de distribuição serão de responsabilidade dos consumidores, cujos valores serão objetos de negociação entre as partes e deverão cobrir os custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão. Quanto aos reajustes, os valores das tarifas de uso dos sistemas de transmissão serão revistos anualmente pela Aneel conforme o critério *revenue-cap* (descrito no Capítulo 2), e os valores das tarifas de uso dos sistemas de distribuição serão propostos pelas distribuidoras e aprovados pela Aneel.

Deve ser mencionado que os pequenos produtores independentes **hidrelétricos**, com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e que apresentem área total de reservatório igual ou inferior a 3 km<sup>2</sup>, serão classificados como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) e terão incentivos quanto aos encargos do uso e conexão às redes de transmissão e distribuição. De acordo com o Inciso I do Artigo 26 da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Aneel estipulará um percentual de redução não inferior a 50%, a ser aplicado aos valores dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada por esses empreendimentos. Para os empreendimentos hidrelétricos que se enquadrem nessas características, contudo iniciando sua operação até 31 de dezembro de 2003, será estabelecido o percentual de desconto de 100%.

Isso garante um caráter não isônomo perante aos PIE's de outras fontes alternativas. De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE (1998), não há uma justificativa na citada lei para esse incentivo ser restrito apenas às pequenas centrais hidrelétricas. Todavia, segundo Nascimento et al. (1998), as PCH's representam um potencial de fácil viabilização e esses incentivos teriam por



objetivo a modernização e a reativação dessas centrais geradoras. Segundo os autores, até 1998, a idade média das PCH's em operação era de 60 anos, assim, a atualização tecnológica dessas PCH's permitiria, no curto prazo, agregar cerca de 200 MW ao sistema elétrico nacional. Além disso, até 1998 existiriam cerca de 600 PCH's desativadas, com as instalações em condições de serem reformadas, com baixo custo de implantação, representando a possibilidade de se agregar mais 120 MW à capacidade instalada do setor elétrico nacional.

Independente do motivo alegado para o incentivo específico às PCH's, tal fato deverá causar distorções nas decisões de agentes interessados em investir na produção independente de energia elétrica. Ademais, o potencial de geração de curto prazo das PCH's possível de ser agregado à capacidade instalada do País, estimado em 320 MW, representaria apenas 51% do potencial de co-geração sucroalcooleiro existente somente no Estado de São Paulo, estimado pela CPFL em 622 MW.

#### **4.1.4 Linhas de financiamento**

Para que ocorra uma expansão do volume de energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro, deve-se discutir o aspecto do custo do investimento nos sistemas de co-geração. De acordo com a Secretaria de Energia do Estado de São Paulo (1997), o investimento médio por KW instalado varia entre US\$ 300,00 e US\$ 1.150,00, conforme o nível tecnológico envolvido na transação. Mesmo sendo inferior ao investimento em hidrelétricas e em várias termelétricas, esse requer linhas de financiamento específicas e incentivos para um setor sucroalcooleiro que se encontra descapitalizado para empreendimentos caracterizados por elevados aportes financeiros e com amortização a longo prazo.

Diante desse quadro, com o objetivo de contribuir para o estímulo à implantação, em curto prazo, de projetos de expansão da capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) criou o *Programa de Apoio a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico*. As condições financeiras diferenciadas do Programa serão aplicáveis aos projetos pré-identificados como prioritários pelo Ministério de Minas e Energia (MME), e se estendem aos casos de implantação ou ampliação nos segmentos de

geração – usinas hidrelétricas (inclusive Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's), termelétricas (gás natural, carvão e xisto), de co-geração (gás, carvão, resíduos de petróleo e **biomassa**) e de transmissão de energia elétrica. De acordo com o BNDES (1999), objetivando adaptar as condições de financiamento tradicionais do banco às peculiaridades dos investimentos no setor elétrico – como o prazo maior de maturação – serão estabelecidas as seguintes condições para o Programa:

- i. **Custo básico da operação:** Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP),<sup>19</sup> dólar norte-americano ou cesta de moedas,<sup>20</sup> acrescido da taxa *Libor* de seis meses<sup>21</sup>;
- ii. **Spread básico:** 2,5% ao ano reduzido para 1,0% ao ano nos casos de concorrência internacional para aquisição de equipamentos, vencida por fornecedor brasileiro;
- iii. **Spread de risco:** até 2,5% ao ano ou negociado com a instituição credenciada, nos casos de operações através de agente financeiro;
- iv. **Participação:** financiamento de 100% dos gastos locais, limitado a 80% do investimento total;
- v. **Prazo de amortização e carência:** de acordo com a maturação do projeto; e
- vi. **Garantias ao prestador:** para viabilização dos projetos financeiros (“project finance”) de geração são necessárias garantias por parte dos tomadores dos empréstimos. No caso específico dos PIE's e autoprodutores, o Decreto 2.003/96, de 10/09/96, especifica que poderá ser oferecida como garantia a energia elétrica a ser produzida e a receita decorrente dos contratos de venda dessa energia, além dos bens e instalações utilizados para a sua produção.

---

<sup>19</sup> A TJLP, em 03/02/2000, fechou cotada a 12,00% ao ano (Banco Central do Brasil, 2000).

<sup>20</sup> A cesta de moedas é composta por: 49% de dólar americano, 26% de moedas européias e 25% de iene (BNDES, 1999).

#### 4.1.5 A questão dos valores normativos

Apesar da possibilidade de se firmar contratos com o preço livremente acordado entre as distribuidoras e os produtores de energia elétrica, existirão critérios que limitarão o repasse, por parte da distribuidora, do preço de aquisição da energia elétrica às tarifas de fornecimento praticadas junto aos seus consumidores cativos. A fórmula do custo de compra da energia elétrica será a base desses critérios. Tal fórmula identificará o reajuste anual a ser aplicado pelas distribuidoras aos consumidores cativos. O Artigo 2º da Resolução 266, de 13/08/98, explicita a fórmula do custo de compra da energia elétrica da seguinte forma:

$$CE = (MCI \times PCI) + TCI + \left[ \sum_{i=0}^n (MCE_i \times PCE_i) \right] + (MCP \times VNC) + TCE \quad (3)$$

Onde:

**CE:** custo das compras de energia elétrica necessárias para atendimento ao mercado, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento, expresso em R\$;

**MCI:** volume das compras de energia elétrica, realizadas por meio dos contratos iniciais, no período de referência, expresso em MWh;

**PCI:** preço médio das compras de energia elétrica referentes aos contratos iniciais, no período de referência, expresso em R\$/ MWh;

**TCI:** valor dos encargos de uso e de conexão aos sistemas de transmissão e distribuição, referentes às compras de energia elétrica realizadas por meio dos contratos iniciais, no período de referência, expresso em R\$;

---

<sup>21</sup> A *Libor* para seis meses, em dólar, em 03/02/2000, fechou cotada a 6,33% ao ano (Banco Central do Brasil, 2000).

**MCE<sub>i</sub>**: volume da compra de energia elétrica, no período de referência, relativo ao contrato bilateral "i" livremente negociado, expresso em MWh;

**PCE<sub>i</sub>**: preço de repasse da compra de energia elétrica relativa ao contrato bilateral "i" livremente negociado, atualizado para o período de referência, expresso em R\$/ MWh;

**MCP**: volume das compras de curto prazo de energia elétrica necessárias ao atendimento do mercado, realizadas no âmbito do MAE, no período de referência, expresso em MWh;

**VNC**: Valor Normativo definido pela ANEEL, com base nos preços das compras de energia elétrica de curto prazo, realizadas no âmbito do MAE, no período de referência, expresso em R\$/ MWh;

**TCE**: valor dos encargos de uso e de conexão aos sistemas de transmissão e de distribuição, complementares aos encargos relativos aos contratos iniciais, no período de referência, expresso em R\$.

O Valor Normativo influenciará diretamente a formação do preço de repasse da compra de energia elétrica relativa ao contrato bilateral "i" livremente negociado, ou seja, do PCE, conforme pode-se inferir através da leitura do Artigo 3º da Resolução 266/Aneel de 13/08/98, alterada pela Resolução 233/Aneel, de 29/07/99:<sup>22</sup>

“- PB<sub>i</sub> o preço da compra de energia elétrica realizada, no período de referência, por meio do contrato bilateral "i" livremente negociado, o qual será expresso em R\$/ MWh;

-VN<sub>i</sub> o Valor Normativo, vigente na época da contratação do contrato bilateral "i", definido pela ANEEL com base nos contratos bilaterais de compra de energia elétrica firmados pelos concessionários de distribuição, expresso em

---

<sup>22</sup> Lembre-se que, a partir de 2005, os contratos iniciais serão extintos, cedendo espaço para os contratos bilaterais de curto e longo prazos e para a negociação no mercado *spot*.

R\$/MWh e atualizado monetariamente pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas ou por índice que vier a sucedê-lo, sendo que, na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado.”

O preço de repasse das comercializadoras será estabelecido de acordo com os critérios expostos na Tabela 19.

Tabela 19 – Preços de repasse das comercializadoras referente à compra de energia elétrica através de contratos bilaterais.

	Situação	Valor de PCE
<b>I</b>	<b><math>PB_i \geq (1,15 \times VN_i)</math></b>	<b><math>(1,115 \times VN_i)</math></b>
II	$(1,10 \times VN_i) \leq PB_i < (1,15 \times VN_i)$	$(0,50 \times PB_i) + (0,50 \times VN_i)$
<b>III</b>	<b><math>(1,05 \times VN_i) \leq PB_i &lt; (1,10 \times VN_i)</math></b>	<b><math>(0,80 \times PB_i) + (0,21 \times VN_i)</math></b>
IV	$(0,95 \times VN_i) \leq PB_i < (1,05 \times VN_i)$	$(PCE_i = PB_i)$
<b>V</b>	<b><math>(0,90 \times VN_i) \leq PB_i &lt; (0,95 \times VN_i)</math></b>	<b><math>(0,80 \times PB_i) + (0,19 \times VN_i)</math></b>
VI	$(0,85 \times VN_i) \leq PB_i < (0,90 \times VN_i)$	$(0,50 \times PB_i) + (0,46 \times VN_i)$
<b>VII</b>	<b><math>PB_i &lt; (0,85 \times VN_i)</math></b>	<b><math>(0,885 \times VN_i)</math></b>

Fonte: Resolução 266/Aneel, de 13/08/98, adaptada pelo autor.

<sup>1</sup> Valor a ser inserido na expressão (3).

Objetivando incentivar o desenvolvimento de fontes energéticas renováveis, a Aneel fixou um Valor Normativo que pode ser considerado elevado quando comparado às possíveis fontes alternativas de energia que formam o *portfolio* de energia comprada pelas distribuidoras para atendimento aos consumidores cativos.

A Tabela 20 apresenta os Valores Normativos fixados segundo as diversas fontes de geração.

Tabela 20 - Valor Normativo por tipo de fonte de geração, 1999 (em R\$/MWh).

Tipo de fonte de geração	Valor Normativo (R\$/MWh)
Competitiva <sup>1</sup>	57,20
Termelétrica Carvão Nacional	61,80
Pequena Central Hidrelétrica - PCH	71,30
<b>Termelétrica Biomassa<sup>2</sup></b>	<b>80,80</b>
Usina Eólica	100,90
Usina Solar Foto-voltáica	237,50

Fonte: Aneel (1999)

<sup>1</sup> O Valor Normativo da linha competitiva inclui a geração hidrelétrica, térmica a gás e térmica a carvão importado.

<sup>2</sup> Na fonte de geração por biomassa incluem-se também as fontes que utilizam gás natural.

Desse modo, suponha uma distribuidora que tenha duas opções de compra de energia elétrica para o atendimento a seus consumidores cativos: comprar de um grande gerador hidrelétrico ou de um PIE sucroalcooleiro. Suponha, ainda, que o preço do MWh exigido pelos dois produtores, ou seja, de  $PB_i$ , é da ordem de R\$ 57,20. Comprando do gerador hidrelétrico, a distribuidora poderá inserir na expressão (3) que calcula o custo das compras de energia elétrica (CE), o valor referente ao montante adquirido (MCE) vezes o preço de repasse (PCE). Sendo o Valor Normativo (VN) para geradores hidrelétricos igual ao valor de PB, ou seja, R\$ 57,20/MWh; o valor de PCE, nesse exemplo, será de exatamente R\$ 57,20.<sup>23</sup>

Caso a comercializadora opte por comprar de um PIE sucroalcooleiro, considerando que o preço de venda da energia co-gerada (PB) é da ordem de R\$ 57,20/MWh, o preço de repasse permitido aos consumidores cativos (PCE) será de R\$ 71,50, ou seja,  $(0,885 \times VN_i)$ .<sup>24</sup> Nesse exemplo hipotético, ao adquirir energia elétrica do PIE sucroalcooleiro, a distribuidora inseriria na expressão (3), que calcula o reajuste anual para seus consumidores cativos, um valor de PCE 25% superior caso comprasse a energia elétrica de um gerador hidrelétrico.

Assim, observa-se a importância da fixação dos Valores Normativos para o fornecedor de energia elétrica a consumidores cativos, pois, influenciando diretamente a formação do PCE, o Valor Normativo influencia indiretamente a formação do custo das compras da energia necessária para atendimento ao mercado (CE), cujo comportamento define o reajuste anual a ser repassado pelas distribuidoras à tarifa de fornecimento de energia elétrica para o consumidor cativo.

Conforme mostra a Tabela 20, o Valor Normativo acordado para fonte de geração biomassa é 41,26% superior à fonte de geração competitiva. Desse modo, haverá incentivos fortes para as distribuidoras, cujo mercado cativo é o mais representativo, em contratar o fornecimento de energia elétrica com fonte de geração especificada como sendo de biomassa, uma vez que as derivadas de usina eólica e

---

<sup>23</sup> “IV - quando o valor de  $PB_i$  for menor que  $1,05 \times VN_i$  e maior ou igual a  $0,95 \times VN_i$ , o valor de  $PCE_i$  será igual a  $PB_i$ ” (Resolução 266/Aneel, de 13/08/98).

<sup>24</sup> “VII – quando o valor de  $PB_i$  for menor que  $0,85 \times VN_i$ , o valor de  $PCE_i$  será igual a  $0,885 \times VN_i$ ” (Resolução 266/Aneel, de 13/08/98).

solar foto-voltáica não apresentam relevância dentro da matriz energética brasileira.<sup>25</sup>

Note que a estratégia dominante para a distribuidora será a aquisição de energia elétrica através do PIE sucroalcooleiro, a um valor inferior a R\$ 71,50 por MWh. Os Valores Normativos deverão ser reajustados em periodicidade anual, com base na variação de três fatores: o Índice Geral de Preços - Médios (IGP-M), nos custos dos combustíveis e na variação cambial.

Dessa forma, arquiteta-se um cenário propício à expansão da co-geração, semelhante ao ocorrido em países que iniciaram o processo de reestruturação de seu setor elétrico anteriormente ao brasileiro e encontram-se em estágios mais avançados. Busca-se edificar um ambiente em que os aspectos legais, operacionais e financeiros possam estimular a comercialização do excedente de co-geração, de modo a aproximar o valor da potência instalada no setor sucroalcooleiro (995 MW) do seu potencial econômico previsto pela Eletrobrás, ou seja, 4.020 MW.

Além das medidas anteriormente mencionadas, o Ministério de Minas e Energia determinou, através da Portaria 227 de 02/07/99, que a Secretaria de Energia apresente as diretrizes específicas de política energética capazes de estimular a co-geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro. Considerando que, até o momento, não houve a elaboração dessas diretrizes, a seguir apresentam-se algumas sugestões sobre modificações no ambiente institucional do setor elétrico nacional.

#### **4.2 Sugestões de alteração no ambiente institucional do setor elétrico**

A seguir, apresentam-se sugestões para a modificação do ambiente institucional que está sendo consolidado para o setor elétrico brasileiro. São propostas de ações a serem desenvolvidas não somente pelos agentes públicos mas privados também. Acredita-se que a adoção dessas propostas deverá auxiliar na dinamização da atividade de co-geração no setor sucroalcooleiro, contribuindo para proporcionar maior competitividade aos co-geradores sucroalcooleiros.

---

<sup>25</sup> Os citados incentivos existirão, porém, deve-se considerar a elasticidade-preço da demanda ( $|\xi|$ ) por eletricidade pelos consumidores cativos. No caso, considerou-se  $|\xi| = 0$  (curva de demanda totalmente inelástica).

#### **4.2.1 O ambiente institucional do setor elétrico: sugestão de modificações no aparato legal**

Considerando o mercado *spot* importante para autoprodutores e produtores independentes sucroalcooleiros, a principal alteração que poderia fortalecer esse mercado seria a revogação do Artigo 6º da Resolução 249/Aneel, de 11/08/99. Esse artigo estabelece que “Do montante de energia comercializado pelos agentes participantes do MAE, com consumidores finais, pelos menos 85% (oitenta e cinco por cento) deverá estar coberto por energia assegurada de usinas próprias ou por contratos de compra de energia, cuja duração seja no mínimo de dois anos”.

Enquanto esse artigo não for revogado, ou alterado o percentual de 85% para um valor mínimo, o mercado *spot* poderá até crescer em volume de negociação, conforme os contratos iniciais forem liberados para a livre negociação, todavia, esse mercado será limitado a 15% do volume total negociado com o consumidor final, quando o fornecedor não possuir usina própria. Esse artigo limita a atuação, no mercado de curto prazo, dos integrantes do MAE que não produzem a energia comercializada, essencialmente os agentes comercializadores. Ao privilegiar os contratos de longo prazo, os órgãos reguladores limitam a liquidez nos mercados de curto prazo, agravando ainda mais a esperada volatilidade dos preços que ocorrerá nesses mercados.

Provavelmente, a longa maturação dos investimentos no setor elétrico, a esperada volatilidade do preço da energia elétrica no curto prazo e o caráter de essencialidade desse produto, podem ser apontados como os fatores que não permitem a expansão da negociação através dos mercados de curto prazo, além dos limites impostos pela legislação. Todavia, os agentes reguladores parecem dedicar pouca credibilidade aos atores do setor elétrico nacional.

Uma vantagem de ser enquadrado como um consumidor cativo reside em que a distribuidora é obrigada a garantir o fornecimento de energia elétrica e a um preço fixado anualmente. Dessa forma, o modo como essa energia a ser fornecida ao consumidor cativo é adquirida diz respeito à distribuidora. Se a distribuidora adquirir 100% da energia a ser fornecida para o consumidor cativo através do mercado *spot* e o preço nesse mercado sofrer sensíveis variações, o fornecimento ao consumidor



cativo estará assegurado na lei e o preço do MWh permanecerá fixo até a data do reajuste anual, em valores fixados pela própria Aneel. Nesse caso, qualquer prejuízo na atividade de comercialização será absorvido pela distribuidora/comercializadora. Em ambientes mais competitivos, é esse o procedimento. O empresário assume o risco de sua atividade, procurando praticar uma máxima das organizações: o gerenciamento do risco.

Desse modo, acredita-se que, a princípio, não haveria motivos para essa ingerência por parte da Aneel nos mercados de curto prazo. Fator maior de preocupação é que não há nenhuma sinalização para o mercado de modificação dessa situação. Se existissem indicações de mudanças quanto à essa questão, esse “engessamento” dos mercados de curto prazo poderia ser caracterizado como sendo para atender a um modelo de transição. Dessa forma, o papel do comportamento dos indivíduos no estabelecimento dos arranjos institucionais, sobretudo daqueles que possuem vantagens comparativas e flexibilidade para atuar em um setor elétrico mais competitivo, parece ser o fator decisivo na alteração dessa característica do aparato legal instituído para o setor elétrico.

Uma outra importante ação seria efetivar alterações na legislação que promovessem a isonomia entre os produtores independentes, especificamente entre os do setor sucroalcooleiro e as pequenas centrais hidrelétricas. Primeiramente, o disposto no Inciso I do Artigo 26 da Lei 9.427, de 26/12/96, deveria ser estendido aos produtores independentes do setor sucroalcooleiro, ou seja, os descontos e isenções quanto aos custos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, concedidos às PCH's. Outra alteração a ser proposta, ainda quanto à questão de isonomia entre os produtores independentes, refere-se à possibilidade de acesso a um maior mercado potencial de consumidores livres. O disposto na Resolução 264/Aneel, de 13/08/98, que possibilita às PCH's vender energia elétrica a consumidores com demanda contratada igual ou superior a 0,5 MW, atendidos em qualquer tensão, deve ser estendido aos produtores independentes do setor sucroalcooleiro. Assim, as alterações na Lei 9.427 e na Resolução 264/Aneel deverão proporcionar aos produtores independentes do setor sucroalcooleiro as mesmas condições de competição concedidas às PCH's.

#### 4.2.2 O ambiente institucional do setor elétrico: sugestão de implementação e desenvolvimento de políticas públicas

O item 4.1.1 mostrou a intenção dos agentes públicos em incentivar a co-geração de energia elétrica advinda do bagaço da cana-de-açúcar, através de garantir a compra de seus excedentes, celebrando PPA's (Power Purchase Agreement). Não obstante, até o presente, não houve a regulamentação dessa proposta de política pública. A compra garantida do excedente co-gerado é importante, pois permite o estabelecimento de um fluxo de receita estável e o acesso a financiamentos a custos menores, incentivando, desse modo, os investimentos em co-geração no setor sucroalcooleiro.

Por outro lado, a regulamentação do preço de compra deve ser objeto central de discussão entre os agentes. Dependendo do preço proposto pelo agente público, a venda garantida pode tornar-se desinteressante para o co-gerador sucroalcooleiro. Ademais, a venda garantida ao agente público será uma forma de comercialização que competirá com a venda através de negociações indexadas ao preço vigente no mercado *spot*. Desse modo, um importante sugestão seria regulamentar a compra garantida da seguinte maneira: o co-gerador sucroalcooleiro venderia a um preço mínimo garantido ou teria a opção de vender no mercado *spot*, caso essa forma de comercialização se apresente mais vantajosa. A adoção dessa política pública representaria uma medida de fortalecimento do mercado *spot*, podendo ser adotada em caráter provisório, até a efetiva expansão da oferta de energia elétrica e o fortalecimento dos mercados de curto prazo.

Uma última sugestão para os agentes públicos, visando o fortalecimento do mercado *spot*, é o estabelecimento de condições favoráveis para a expansão da oferta de energia elétrica no médio prazo. Somente com a perspectiva de a oferta ser superior à demanda por energia elétrica é que os agentes passarão a incluir efetivamente, em seu *portfolio*, a comercialização através dos mercados de curto prazo. Enquanto houver o risco de descontinuação no fornecimento de energia elétrica, os agentes que necessitam, de forma ininterrupta, desse insumo procurarão fechar contratos de longo prazo, visando a garantia desse fornecimento. Um bom exemplo da importância de um plano de expansão da oferta para os mercados de

curto prazo é a Argentina. Segundo a Comissão de Integração Elétrica Regional – CIER (1999), esse país, que é atualmente um exportador de energia elétrica, adotou um modelo comercial para o setor elétrico semelhante ao inglês, onde a competição baseia-se na remuneração do mercado *spot*. Isso foi possível porque a oferta de energia elétrica tem sido superior à demanda daquele país.

#### **4.2.3 O ambiente institucional do setor elétrico: sugestão de implementação e desenvolvimento de políticas privadas**

Supondo que a regulamentação da compra garantida pelos agentes públicos demore a ser implementada, a celebração de PPA (Power Purchase Agreement) também poderá ser efetivada entre agentes privados, interessados na compra futura dessa energia de co-geração. Uma outra solução para viabilização de investimentos na co-geração sucroalcooleira, seria a participação de outros agentes privados no investimento e o financiamento através de recursos externos utilizando-se do comércio de emissões de gás carbônico.

Quanto à participação de outros agentes, as comercializadoras e distribuidoras poderão ter interesse na expansão de seu *market share* através da participação acionária nos investimentos de co-geração no setor sucroalcooleiro. Dessa forma, além de evitar a competição com um potencial rival e expandirem seu *market share*, esses agentes podem ampliar o *portfolio* de fontes de aquisição de energia elétrica, condicionando o financiamento do investimento à venda da energia a ser gerada pelo PIE sucroalcooleiro. Para o co-gerador sucroalcooleiro seria uma das alternativas para se obter a fidelização de seu cliente. Uma outra vantagem advém do fato de que a participação de outros agentes nos investimentos garantiria o compartilhamento dos riscos.

Também como sugestão para incrementar as fontes de financiamento seria a possibilidade dos fabricantes dos equipamentos de co-geração financiarem a aquisição dos mesmos pelos co-geradores sucroalcooleiros, prática comum em diversos setores de infra-estrutura. Considerando que os principais fabricantes seriam multinacionais, haveria grande possibilidade de aquisição de empréstimos no exterior, com taxas de juros inferiores às praticadas no Brasil, e o posterior repasse

ao co-gerador. Além desse fator, outra vantagem seria a diminuição de um importante custo de transação envolvido nos financiamentos: o tempo despendido em questões burocráticas. A negociação direta para a aprovação do empréstimo, entre o fabricante e a instituição financeira deverá ocorrer em prazo inferior caso a mesma fosse realizada entre um co-gerador sucroalcooleiro e a instituição financeira internacional.

Quanto ao comércio de emissões de gás carbônico, a inclusão dos projetos de investimentos em co-geração no Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), certificando-os como projetos de despoluição, capazes de reduzir a emissão de gás carbônico (CO<sub>2</sub>) na atmosfera, também será outra possível forma de financiamento dos investimentos em co-geração. Segundo Moraes (1999), o Brasil poderá receber investimentos externos de países interessados na diminuição de seus níveis de emissão de CO<sub>2</sub>, contribuindo para a redução dos patamares de emissão globais. Para tanto, caberá ao empresário do setor sucroalcooleiro a iniciativa na busca pela certificação de seus projetos.

A possibilidade de se agregar valor ao seu produto, também deve ser analisada pelo co-gerador sucroalcooleiro. Várias distribuidoras estão oferecendo serviços que agregam valor à energia comercializada, visando a manutenção e/ou expansão de seu *market share*. Entre esses serviços podem ser citados a assistência técnica e de engenharia, a adoção de programas de racionalização de energia elétrica e até a construção e a operação de usinas de subestação na unidade consumidora. Considerando que o *core business* do empresário co-gerador não é a prestação desses serviços, mas sendo esse fator um aspecto de competitividade para o vendedor de energia elétrica, poderá ser estudada a viabilidade de oferecer esses serviços através de parceria com empresas especializadas na prestação desses serviços, ou até, de sua terceirização.

Outra questão importante é a concentração no mercado de energia elétrica. Provavelmente, o que deve ser observado é que com a expansão do número de consumidores livres, a regulamentação do acesso e conexão às redes de transmissão e distribuição de energia elétrica e a liberação dos contratos iniciais para a livre negociação, os agentes do setor elaborarão diversas estratégias para manter e/ou expandir seu *market share*. Diante disso, considerando a pequena representatividade

da energia de co-geração sucroalcooleira dentro da matriz energética nacional, o setor sucroalcooleiro deve apresentar preocupações com o poder de mercado dos demais agentes do setor elétrico, principalmente com o representado pelas grandes geradoras e distribuidoras. No tocante a esse problema de concentração de mercado, como anteriormente mencionado, na tentativa de correção deste fato, a Aneel promulgou, em 30/03/98, a Resolução 94, impondo limites ao *market share* das geradoras e distribuidoras, forçando-as a adquirir e vender energia elétrica de outros agentes do sistema elétrico. Contudo, o disposto nessa resolução ainda não está regulamentado.

Segundo Souza & Burnquist (1999), para enfrentar o poder de mercado das grandes geradoras e distribuidoras, uma idéia interessante é a possibilidade de formação de um *pool* dos produtores de energia elétrica do setor sucroalcooleiro. Além dessa união conseguir melhores condições nas negociações junto ao setor elétrico, trará outros benefícios. A energia fornecida de forma garantida (sem possibilidade de interrupção) é bem melhor remunerada pelos seus compradores do que a não garantida. Com a formação do *pool*, uma distribuição de cotas de co-geração garantida e não garantida poderá ser elaborada de maneira que, na eventualidade de quebra na produção de uma usina, uma outra possa suprir sua deficiência, assegurando, assim, o fornecimento de energia elétrica aos seus clientes.

Um outro benefício dessa distribuição de cotas será a possibilidade de se contratar uma energia suplementar de reserva menor junto às concessionárias locais. Explique-se: durante a safra, o co-gerador produz energia elétrica para consumo próprio e comercializa o excedente. Contudo, uma quebra no sistema de co-geração ocasiona a falta de energia elétrica à planta industrial do co-gerador. Para evitar isso, o co-gerador contrata junto à concessionária local uma energia suplementar de reserva,<sup>26</sup> que é colocada à disposição do co-gerador para fornecimento em caráter de emergência, se ocorrer a quebra no sistema de co-geração que atende à planta industrial da usina.

Atualmente, mesmo sendo essa quebra um evento com baixa probabilidade de ocorrência, a importância da constância no fornecimento de energia elétrica para a planta industrial faz com que o co-gerador trate essa possibilidade de falha em seu

sistema de co-geração como um evento certo de ocorrência. A distribuição das cotas de co-geração poderá ser elaborada de modo a permitir que, na eventualidade de quebra no sistema de co-geração de uma usina, uma outra possa suprir sua deficiência, assegurando, assim, o fornecimento de energia elétrica à usina deficitária.

Além dessas sugestões no aspecto da concentração no setor elétrico, deve ser lembrada também, como sugestão, no entanto, de modificação do aparato legal, a exposta no capítulo 2, referente a um melhor estudo do disposto na Resolução 94/Aneel, sobretudo ao valor de *market share* permitido nos segmentos de geração e distribuição (*vide* itens 2.3.2.6 e 2.3.2.7).

Enfim, espera-se que a adoção das sugestões expostas neste item e nos anteriores, seja objeto de estudo dos agentes envolvidos e para, possivelmente, integrar a pauta de diretrizes específicas de política energética capazes de estimular a co-geração sucroalcooleira, que será elaborada pela Secretaria Nacional de Energia, conforme determina a Portaria 227, do Ministério de Minas e Energia, de 02 de julho de 1999.

---

<sup>26</sup> Também chamada de Demanda Suplementar de Reserva (DSR).

## **5 UMA AVALIAÇÃO DAS FORMAS DE COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA CO-GERADA PELO SETOR SUCROALCOOLEIRO**

Neste capítulo, são analisadas as características da transação existentes entre o co-gerador sucroalcooleiro e os compradores da energia de co-geração. A Nova Economia Institucional é utilizada como referencial teórico para essa análise, em especial a parte que aborda a Economia dos Custos de Transação. Por fim, são apresentadas as estruturas de governança esperadas para vigorar nas transações realizadas na etapa de comercialização da energia de co-geração, considerando-se o novo ambiente institucional do setor elétrico brasileiro.

### **5.1 A atividade de co-geração no setor sucroalcooleiro e a Economia dos Custos de Transação**

Segundo Azevedo (1997), para a Nova Economia Institucional, as transações comerciais são diferenciadas com referência à incerteza, frequência e especificidade do ativo. Essas variáveis definem se a transação comercial será realizada através da governança via mercado, híbrida ou hierarquizada. A seguir, serão analisados esses atributos na transação realizada entre os co-geradores do setor sucroalcooleiro e os compradores da energia de co-geração, objetivando identificar a estrutura de governança e as relações contratuais que predominarão entre esses agentes do setor elétrico.

### 5.1.1 Incerteza

Segundo Marion Filho (1997), a incerteza refere-se à maior ou menor confiança dos agentes quanto à sua habilidade de antecipar eventos futuros (quanto maior a incerteza, maior o custo de transação). Um dos principais aspectos que a incerteza pode provocar é a ociosidade dos ativos utilizados na geração de energia elétrica. Se a demanda pela energia de co-geração for extremamente variável (e incerta), deverão ocorrer períodos de ociosidade da planta industrial de co-geração. Desse modo, supõe-se que quanto maior a incerteza referente à compra por seu produto, o co-gerador sucroalcooleiro deverá utilizar relações contratuais que garantam a estabilidade no nível de utilização dos ativos específicos da atividade de co-geração, ou seja, procurará adotar relações contratuais de longo prazo.

Quanto ao segundo tipo de incerteza mencionado no capítulo 3, relacionado à assimetria de informações entre os agentes envolvidos na transação, espera-se que as negociações realizadas junto às distribuidoras locais, às distribuidoras atuando fora de sua área de concessão e aos comercializadores, provavelmente nessa ordem, sejam aquelas que apresentarão maior fidelidade, e, menor grau de incerteza.

A transação realizada com as distribuidoras locais será aquela que apresentará maior conhecimento mútuo entre os agentes, por ser a forma de comercialização tradicional. Considerando que, tanto para as distribuidoras quanto para os agentes de comercialização, transacionar energia elétrica é seu *core business*, esses agentes procurarão manter ou construir sua reputação no mercado de energia elétrica. Os maiores níveis de incerteza deverão advir das transações realizadas juntos aos consumidores livres e aquelas realizadas no mercado *spot*, basicamente, devido à falta de conhecimento mútuo em relação aos consumidores livres e de tradição de comercialização no mercado *spot*.

### 5.1.2 Ativos dedicados

No ambiente institucional vigente antes do início da reestruturação, os custos de transação advindos do atributo de ativos dedicados eram elevados. Anteriormente, a possibilidade de comercialização somente com o distribuidor local transformava os investimentos realizados pelos co-geradores em específicos para o



atendimento a esse distribuidor. O rompimento do contrato significava capacidade ociosa para a planta industrial de co-geração e, por vez, a impossibilidade de obtenção de um retorno positivo sobre o investimento. Assim, o empresário sucroalcooleiro era incentivado a praticar contratos de longo prazo, com salvaguardas (sempre que possível), evitando os riscos de rompimento contratual.

Com o avanço do processo de reestruturação do setor elétrico, propiciando várias formas de comercialização para a energia de co-geração e o gradativo aumento no número de interessados na compra desse produto, os custos de transação advindos de ativos dedicados tendem a diminuir, pois, ocorrendo a quebra contratual por parte do comprador, o co-gerador sucroalcooleiro poderá negociar a venda de seu produto para outros interessados.

### **5.1.3 A especificidade do ativo**

Chaddad (1996), citado por Marion Filho (1997), observa que a incerteza e a frequência nas transações são conceitos secundários na identificação dos custos de transação envolvidos em uma negociação. As transações envolvendo ativos que possuem baixo nível de especificidade apresentam custos de transação insignificantes, uma vez que os ativos podem ser aproveitados em outra atividade ou vendidos. Assim, para as transações entre co-geradores e compradores de energia elétrica, devido à sua importância, cada tipo de especificidade de ativo, identificado no capítulo 3, será analisado na forma de sub-tópicos.

#### **5.1.3.1 Especificidade locacional**

Considerando que os co-geradores sempre estão inseridos na área de concessão de algum distribuidor, a venda de seu produto ao distribuidor local será aquela que apresentará os custos de transporte e conexão menores ou praticamente nulos (sobretudo, quando as linhas de transmissão e distribuição foram amortizadas pelo distribuidor local). Desse forma, sendo o custo de transporte e conexão importantes para a receita líquida do co-gerador, esse terá incentivos para formalizar contratos de longo prazo com o distribuidor local, visando garantir uma venda

regular para esse tipo de cliente. Havendo quebra contratual, o diferencial de custos de transporte e conexão existente entre o atendimento ao distribuidor local e ao comprador substituto caracterizará a especificidade locacional, mantido tudo o mais constante.

### **5.1.3.2 Especificidade física do ativo e de marca**

As caldeiras e geradores, utilizados na atividade de co-geração, apresentam baixo valor de uso em outro tipo de indústria. Todavia, não se detecta a presença de custos irre recuperáveis (*sunk costs*). Mesmo considerando duas importantes características da atividade de co-geração sucroalcooleira: (i) os ativos fixos não podem ser reutilizados em outra atividade dentro do setor sucroalcooleiro e (ii) a existência de custos fixos importantes no desenvolvimento da atividade de co-geração; a firma sucroalcooleira pode reaver os recursos comprometidos com os ativos fixos, vendendo-os para outras firmas do próprio setor ou até para firmas de outras indústrias, interessadas na atividade de co-geração. Assim, mesmo existindo custos fixos, não existiriam custos irre recuperáveis relevantes (*sunk costs*).

Quanto à especificidade de marca, a caracterização dos projetos de co-geração de energia elétrica, através do bagaço da cana-de-açúcar, como sendo de geração de energia utilizando uma fonte limpa e renovável, capaz de reduzir a emissão de CO<sub>2</sub> na atmosfera, poderá conduzir esse ativo a ganhar alguma especificidade de marca, conseguindo, por exemplo, agregar competitividade na captação de recursos externos, como mencionado no capítulo 4.

### **5.1.3.3 Especificidade temporal**

Esse atributo está relacionado ao processo contínuo de produção, pois, não ocorrendo a transação, implica na paralisação do processo produtivo e o surgimento de custos associados a essa paralisação. Essa especificidade pode ser medida através do tempo de espera para a contratação de um novo comprador pela energia de co-geração. Assim, quanto menor o tempo de recontração, menor o custo de transação associado à especificidade temporal. Acredita-se que quanto mais distante de um

mercado competitivo, menor o número de *players* no mercado e maior tende a ser o tempo de recontração de um novo comprador, na eventualidade de rompimento contratual. Nesse caso, o co-gerador terá incentivos para firmar contratos de longo prazo, evitando, assim, os custos associados à essa especificidade.

Todavia, a característica da energia elétrica não possibilitar o armazenamento em escala viável economicamente, fazendo com que esse produto seja consumido instantaneamente, conduz a uma característica de elevada especificidade temporal para a energia elétrica.

#### **5.1.4 A frequência nas transações**

Como consequência da característica da energia elétrica ser um produto de consumo instantâneo, a frequência nas transações do setor elétrico pode ser considerada como sendo elevada. Considerando que, quanto maior a frequência nas transações mais complexa a relação contratual, devido à necessidade do insumo, a adoção de contratos de longo prazo deverá permanecer nas relações onde a confiança é mútua, sobretudo entre os co-geradores e as atuais distribuidoras locais. Quanto às relações contratuais com novos compradores, a princípio, enquanto não houver um conhecimento mútuo, os contratos deverão ser de curto prazo.

Dessa maneira, caracterizado os principais atributos envolvidos nas transações da atividade de comercialização de co-geração, procede-se, a seguir, a uma avaliação das formas de comercialização para a energia de co-geração, observando o referencial teórico adotado nesta dissertação.

#### **5.2 As formas de comercialização**

Como mencionado, anteriormente à implementação da reestruturação do setor elétrico, as distribuidoras locais exerciam um poder de monopólio em relação aos co-geradores sucroalcooleiros. Todavia, o processo de reestruturação do setor elétrico introduziu diferentes formas de comercialização para a energia de co-geração, permitindo ao co-gerador ampliar o espectro de possíveis compradores por seu produto. Entre os potenciais compradores da energia de co-geração, podem ser

elencados, considerando sua atual representatividade para o setor sucroalcooleiro: (i) concessionário de serviço público de eletricidade; (ii) consumidores livres de energia elétrica; e (iii) comercializadores de energia elétrica.

A venda da energia co-gerada para esses possíveis compradores **poderá** ocorrer no âmbito do Mercado Atacadista de Energia (MAE), caso o co-gerador tenha uma capacidade instalada inferior a 50 MW. Possuindo uma capacidade superior a 50 MW, o co-gerador **será obrigado** a comercializar toda a energia co-gerada no MAE.<sup>27</sup> Convém observar que nenhum produtor independente ou mesmo autoprodutor do setor sucroalcooleiro, cadastrado na Aneel até dezembro de 1999, seria obrigado a participar do MAE, pois todos apresentam potência instalada inferior a 50 MW, conforme mostra a Tabela 21. A decisão de participação no MAE seria, então, facultativa para os agentes do setor sucroalcooleiro.

Tabela 21 – Potência instalada de autoprodutores e PIE's do setor sucroalcooleiro cadastrados no Mercado Atacadista de Energia, 1999 (em MW).

Autoprodutor/PIE	Usina térmica	Potência instalada (MW)
Açucareira Bortolo Carolo S.A.	Bortolo Carolo	8,0
Açucareira Corona S.A.	Corona	14,8
Açucareira Zillo Lorenzetti S.A.	São José	9,0
Companhia Açucareira Vale do Rosário	Vale do Rosário	32,0
Destilaria Galo Bravo S.A.	Galo Bravo	9,0
Fundação Assistência Social Sinhá Junqueira	Junqueira	7,2
Grupo Zillo Lorenzetti	Barra Grande Lençóis	11,3
Irmãos Biagi S.A. Açúcar e Álcool	Pedra	15,0
Ometto Pavan S.A.	Ometto Pavan	11,4
Ometto Pavan S.A.	Iracema	14,0
União São Paulo S.A. – Agric. Indl. Comercio	União São Paulo	10,2
Usina Açucareira de Jaboticabal	São Carlos	6,8
Usina Açucareira Ester S.A.	Ester	7,7
Usina Alta Mogiana Açúcar e Álcool	Mogiana	8,0
Usina Colombo S.A.	Colombo	12,5
Usina da Barra S.A.	Barra	15,8
Usina da Barra S.A.	Barrácool	11,6
Usina de Açúcar e Álcool MB Ltda.	MB	9,4
Usina Maracaí S.A. Açúcar e Álcool	Maracaí	11,0
Usina Nardini Ltda.	Nardini	6,4

<sup>27</sup> Será facultativo, somente se a usina não for despachada centralizadamente pelo ONS por não influenciar significativamente o processo de otimização energética dos sistemas interligados.

Autoprodutor/PIE	Usina térmica	Potência instalada (MW)
Usina Santa Adélia S.A.	Santa Adélia	10,4
Usina Santa Lydia S.A.	Santa Lydia	5,3
Usina Santo Antônio	Santo Antônio	6,8
Usina São João Açúcar e Álcool S.A.	São João	12,0
Usina São Martinho S.A.	São Martinho	19,0
Univalem S.A. Açúcar e Álcool	Univalem	8,0
Virgulino de Oliveira Catanduva S.A.	Catanduva	9,0
Virgulino de Oliveira Catanduva S.A.	N. S. Aparecida	5,8

Fonte: Resolução 372/Aneel, de 29/12/99.

Optando ou sendo compulsória, a negociação no MAE será realizada através de contratos bilaterais de curto e longo prazos (com o preço acordado entre as partes) ou negociações no mercado *spot* (com o preço ditado pela otimização do sistema elétrico). Não participando do MAE, o co-gerador encontrará um ambiente de livre negociação. A vantagem principal na participação do MAE é o pequeno risco de quebra do acordado entre as partes, pois o MAE garantirá o cumprimento do estabelecido nas negociações, além do ONS ser responsável pela entrega da eletricidade, caso a usina sucroalcooleira seja incapaz de honrar seus compromissos de produção.

A seguir, serão discutidas cada uma dessas formas de comercialização e ambientes de negociação, adotando a Economia dos Custos de Transação como referencial teórico.

### **5.2.1 A forma tradicional: venda direta ao concessionário de serviço público de energia elétrica**

Como forma de comercialização tradicional, vigorando também no modelo comercial proposto para o setor elétrico, tem-se a venda direta para a distribuidora de energia elétrica, em cuja área de concessão o co-gerador está inserido. Essa forma de comercialização era a única disponível para o co-gerador sucroalcooleiro, anteriormente ao avanço do processo de reestruturação do setor elétrico nacional. Atualmente, além de vender para a distribuidora local, o co-gerador sucroalcooleiro pode comercializar com as demais distribuidoras do sistema elétrico interligado,

desde que os encargos de transporte e de conexão às redes de transmissão e de distribuição sejam pagos aos seus proprietários.

A principal distribuidora compradora da eletricidade produzida pelos co-geradores sucroalcooleiros é a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), sendo os negócios de compra e venda firmados, até o presente, através de contratos de curto prazo e contratos de longo prazo (no caso, aqueles com prazo de duração igual ou superior a dez anos). Os contratos de curto prazo apresentam uma remuneração muito aquém do preço acordado através dos contratos de longo prazo. Para a safra 1999/2000, segundo a própria CPFL (1999), os contratos de curto prazo remunerarão o MWh em R\$ 12,94 enquanto os contratos de longo prazo remunerarão em R\$ 39,51 por MWh (um valor 205,33% superior ao oferecido pelos contratos de curto prazo). Segundo a Eletrobrás/UFRJ (1999), a tarifa média da energia vendida pela CPFL, em 1998, foi da ordem de R\$ 114,70/MWh. Isso representaria uma remuneração 190% superior à oferecida através dos contratos de longo prazo para a safra atual e 786% superior à oferecida pelos contratos de curto prazo.

Provavelmente, uma remuneração aquém da esperada pelo co-gerador conduziu a que, na atual safra, apenas cinco usinas assinassem contratos de venda de energia com a CPFL. As usinas Santa Elisa e Vale do Rosário assinaram contratos de longo prazo, enquanto as usinas São Francisco, São Martinho e Santa Cruz assinaram contratos de curto prazo. Todavia, Fontenele, citado por Vinhaes (1999), lembra que, de acordo com a Teoria dos Mercados Contestáveis, a ameaça de entrada de possíveis novos competidores na indústria pode ser vista como um regulador de preços e produto de uma importância comparável à da competição perfeita.

Dessa forma, a alternativa do co-gerador em comercializar seu excedente de energia elétrica com outros agentes do setor elétrico deverá promover uma mudança nas relações entre as distribuidoras locais e os co-geradores sucroalcooleiros, melhorando a remuneração para esses últimos. Outro fator, a divulgação do Valor Normativo para a biomassa, fixado em R\$ 80,80/MWh, deve corroborar essa tendência. Há um *spread* considerável entre os valores de compra da energia elétrica co-gerada pelas distribuidoras e sua respectiva venda aos consumidores finais. A possibilidade de concorrência pela compra da energia co-gerada e os benefícios trazidos pela compra dessa energia quanto ao reajuste anual para seus consumidores

cativos (a questão dos Valores Normativos) deverão incentivar as distribuidoras a melhorar seu relacionamento comercial com o PIE sucroalcooleiro, diminuindo, assim, a extensão desse *spread* entre os valores de compra da energia de co-geração pelas distribuidoras e sua respectiva venda aos consumidores.

Através do enfoque da Economia dos Custos de Transação, pode-se afirmar que a incerteza nesse tipo de transação será pequena, haja vista ser a mais tradicional das negociações e caracterizada por contratos de longo prazo. Desse modo, espera-se que as transações realizadas junto às distribuidoras locais sejam aquelas que apresentem maior fidelidade e menor grau de incerteza. Ademais, considerando que para as distribuidoras transacionar energia elétrica é o seu *core business*, esses agentes procurarão manter sua reputação no mercado de energia elétrica, evitando comportamentos oportunistas de curto prazo.

Outro aspecto relevante é a especificidade locacional. Considerando que os co-geradores sempre estão inseridos na área de concessão de algum distribuidor, a venda de seu produto ao distribuidor local será aquela que apresentará os custos de transporte e conexão menores ou praticamente nulos, em comparação com as demais formas de comercialização. Desse maneira, o co-gerador terá incentivos para formalizar contratos de longo prazo com o distribuidor local para garantir uma compra regular de seu produto por esse agente. Havendo quebra desse contrato, o diferencial de custos de transporte e conexão existente entre o atendimento ao distribuidor local e ao comprador substituto caracterizará a especificidade locacional, mantido tudo o mais constante.

### **5.2.2 Consumidores livres de energia elétrica**

De acordo com Sauer (1999), um PIE deverá procurar vender a energia co-gerada seguindo a seguinte escala de preferência, em ordem decrescente: (i) aos consumidores livres; (ii) às comercializadoras (distribuidoras e agentes de comercialização); e (iii) às geradoras, para suprir eventuais necessidades dessas no cumprimento de seus contratos.

Contudo, observando o ambiente institucional vigente no setor elétrico, essa escala de preferência na comercialização da energia co-gerada deve ser analisada

com cautela. O raciocínio exposto no item anterior sugere que a venda direta ao consumidor final é a melhor alternativa, pois elimina-se um intermediário (a distribuidora local) da negociação. Todavia, a tarifa média da energia vendida pela CPFL, em 1998, da ordem de R\$ 114,70 por MWh, leva em consideração a tarifa cobrada de **todos** os consumidores, sejam cativos ou livres. A Tabela 22 mostra os preços do MW e MWh cobrados pela CPFL, vigentes até 09/06/2000, estratificados segundo a categoria de consumidor.

Tabela 22 – Preços de fornecimento do MW e MWh cobrados pela CPFL, por categoria de consumidor, vigência de 09/06/1999 a 09/06/2000.

<b>Categoria de consumidor<sup>1</sup></b>	<b>Demanda (R\$/MW)</b>	<b>Consumo (R\$/MWh)</b>
Subgrupo A2 – tensão 88 a 138 KV	14,44	36,34
Subgrupo A3 – tensão 69 KV	15,58	39,17
Subgrupo A3a – tensão 30 a 44 KV	5,40	79,05
Subgrupo A4 – tensão 2,3 a 25 KV <sup>2</sup>	5,60	81,98
Subgrupo AS Subterrâneo	8,28	85,79
Subgrupo B1 Residencial	-	172,55
Subgrupo B2 Rural	-	93,21
Subgrupo B3-demais classes	-	148,70

Fonte: Resolução 149/Aneel de 09/06/99.

<sup>1</sup> Os subgrupos que apresentam no nome a inicial B, são caracterizados por receberem energia elétrica em tensão inferior a 2,3 KV (baixa tensão), não sendo cobrado a tarifa de demanda (MW). Diferentemente, os subgrupos que apresentam no nome a inicial A, são caracterizados por receberem energia elétrica em tensão igual ou superior a 2,3 KV (alta tensão), sendo cobrado as tarifas de demanda (MW) e consumo (MWh). Os consumidores dos subgrupos de baixa tensão (B1, B2 e B3) possuem tarifas mais elevadas devido à necessidade de investimentos em subestações que alteram a tensão de alta para baixa.

<sup>2</sup> Nesse subgrupo encontra-se o maior número de consumidores ligados em alta tensão das distribuidoras.

Pelo exposto na Tabela 22, a venda direta dessa energia ao consumidor livre poderá não representar uma margem de remuneração relativamente maior à obtida pela comercialização tradicional com a distribuidora local, considerando que a CPFL, através dos contratos de longo prazo, remunera a energia de co-geração a R\$ 39,51/MWh. Desconsiderando-se os custos específicos envolvidos nesse tipo de transação (de procura e de acesso às linhas de transmissão e distribuição), para o consumidor livre a estratégia dominante, no aspecto preço, será aquela que apresente



um preço do MWh inferior ao cobrado pela distribuidora local para atendimento ao cliente cativo, categoria na qual o consumidor livre poderá permanecer enquadrado.

Desse modo, no caso específico do consumidor livre inserido na área de concessão da CPFL, o preço a ser cobrado pelos outros comercializadores/produtores deverá apresentar um valor inferior ao praticado pela CPFL aos seus consumidores cativos, da ordem de R\$ 36,24 ou R\$ 39,17/MWh, respectivamente para os Subgrupos A2 e A3.<sup>28</sup> Somente para os consumidores livres dos Subgrupos A3a, A4 e AS, a venda da energia co-gerada poderia ser interessante, pois a tarifa cobrada pela CPFL a esses subgrupos é bem superior aos R\$ 39,51 oferecidos pela distribuidora ao MWh gerado pelo setor sucroalcooleiro. No caso, não considerou-se o valor da demanda (MW) que o co-gerador poderia receber se, na negociação com o consumidor livre, ficasse acordado também o seu pagamento, e não somente a remuneração pelo consumo (MWh) fornecido pelo co-gerador ao consumidor livre.<sup>29</sup>

Contudo, segundo a Resolução 264/Aneel, de 13/08/98, desses subgrupos apenas os consumidores ligados após 08 de julho de 1995, em qualquer nível de tensão, em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize no mínimo três MW, podem ser considerados livres. Segundo Maia (1999), a Aneel definirá novos parâmetros para classificar o consumidor livre a partir de julho de 2003. Existe a intenção de se diminuir gradativamente a exigência de uma demanda contratada mínima (de dez MW para três MW durante o ano de 2000 e, estuda-se, posteriormente, a diminuição para um MW), todavia, essa medida deverá vir acompanhada da diminuição do nível de tensão mínimo exigido, pois, somente assim, um impacto positivo sobre a competição no setor elétrico será mais representativo. Assim, a alteração imediata dessa forma de classificação para o consumidor livre, que leva em consideração o total de demanda contratada e o nível de tensão do fornecimento, deve ser agregada ao conjunto de sugestões de modificação no aparato legal.

---

<sup>28</sup> Considerando que, atendido o critério de demanda (MW) mínima contratada, somente os consumidores dos Subgrupos A2 e A3 serão considerados livres, pois requerem tensão igual ou superior a 69 KV. Porém, esses consumidores ainda podem optar pelo pagamento da mesma tarifa imposta ao consumidor cativo, quando essa for menor que a livremente negociada entre os agentes.

<sup>29</sup> Todavia, a tendência parece ser a remuneração somente do consumo (MWh) fornecido pelo co-gerador. Uma justificativa para essa suposição é que em vários países há somente a cobrança do item consumo (MWh). Isso poderá ocorrer no Brasil, haja vista que na negociação no mercado *spot* será comercializado somente a compra e venda de consumo (MWh).

Note que o exposto neste item não invalida a análise desenvolvida, anteriormente, com referência ao *spread* existente entre a compra, por parte das distribuidoras, da energia co-gerada e sua venda ao consumidor final, uma vez que essa energia ao entrar no sistema elétrico da distribuidora não é identificada para qual categoria de consumidor será destinada. Assim, a CPFL permanece pagando R\$ 39,51 pelo MWh ao setor sucroalcooleiro (para os contratos de longo prazo) e recebendo, em média, R\$ 114,70/MWh pela energia elétrica vendida aos consumidores finais (livres e cativos).

Analisando essa opção de comercialização sob o referencial teórico da Economia dos Custos de Transação, considerando-se a assimetria de informações entre os agentes envolvidos na transação, espera-se que as transações realizadas junto aos consumidores livres apresentem elevados níveis de incerteza, basicamente, devido à falta de tradição de comercialização com esses agentes e, por conseguinte, de conhecimento mútuo. Considerando que a comercialização de energia elétrica não é o *core business* do consumidor livre, o pressuposto do oportunismo e o pouco valor que esses agentes possam dar à reputação deverão agravar o risco nas transações advindo do atributo de incerteza. Uma forma de mitigar esse problema será o co-gerador estabelecer contratos de longo prazo, com salvaguardas e incentivos para evitar o risco de quebra contratual.

Por último, considerando que a atividade de co-geração deverá ser exercida distante da unidade do consumidor livre, os custos de transação advindos da especificidade locacional, relacionados ao transporte da energia elétrica, poderão ser elevados.

### **5.2.3 Comercializadores de energia elétrica**

A introdução dessa opção coloca o co-gerador diante de uma decisão entre montar uma estrutura comercial para venda direta de energia elétrica ou repassá-la para um agente de comercialização. A princípio, considerando o conceito de economia de escala, a perspectiva é que o co-gerador escolha a segunda opção, pois essa não seria seu *core business*.

A opção de venda através de um agente comercializador foi exercida, primeiramente, pela usina Vale do Rosário, situada no Estado de São Paulo. Segundo a Gazeta Mercantil (30/06/99), de agosto até o final de dezembro de 1999, essa usina forneceu, em conjunto com a usina Santa Elisa, três MW para a consumidora livre Elfusa, produtora de óxido de alumínio, situada em São João da Boa Vista (SP). Enquanto essas usinas sucroalcooleiras estão localizadas dentro da área de concessão da CPFL, a Elfusa está localizada fora dessa área, por isso foram utilizados os serviços de transmissão, distribuição e medição da CESP Transmissora, CPFL e Elektro, que representavam custos de conexão e transporte de energia elétrica, além de outros custos de transação (como o de efetivar e monitorar os contratos com os proprietários das linhas de transmissão e distribuição). Diante desses custos, as usinas sucroalcooleiras preferiram contratar a empresa comercializadora de energia denominada Enron Ltda., funcionando como uma intermediária na negociação entre os produtores e o consumidor de energia elétrica. A Elfusa teve um desconto entre 5 e 10% em relação ao preço pago à distribuidora local, da ordem de R\$ 42,00 por MWh. E as usinas Santa Elisa e Vale do Rosário venderam à comercializadora Enron 1,5 MW de energia cada uma. No caso específico da Usina Vale do Rosário, esse 1,5 MW estava ocioso. O valor do MWh pago às usinas sucroalcooleiras não foi divulgado, no entanto, certamente foi superior ao oferecido pela CPFL para contratos de curto prazo na atual safra (R\$ 12,94/MWh).

Independente do aspecto da remuneração, a formalização desses contratos representou um marco nas relações comerciais entre os PIE's do setor sucroalcooleiro e seus clientes. A importância do agente comercializador é a potencial competição que trarão ao setor elétrico. Considerando, novamente, a Teoria dos Mercados Contestáveis, a presença efetiva desses agentes tenderá a melhorar a remuneração recebida pelo PIE sucroalcooleiro, independente da forma de comercialização escolhida pelo co-gerador. Quanto ao segundo tipo de incerteza citado por Azevedo (1996), relacionado à assimetria de informações entre os agentes envolvidos na transação, espera-se que a incerteza envolvida nas transações realizadas junto aos agentes de comercialização seja pequena. Considerando que transacionar energia elétrica é seu *core business*, os comercializadores procurarão construir e manter sua reputação no mercado de energia elétrica.

#### **5.2.4 A comercialização através do Mercado Atacadista de Energia**

De acordo com a Resolução 271/Aneel, de 11/08/98, tanto o PIE quanto o autoproductor de energia elétrica (com potência instalada inferior a 50 MW) poderão optar pela participação no Mercado Atacadista de Energia (MAE). Optando pela participação no MAE, o co-gerador estará sujeito às regras do acordo de mercado instituídas pelo MAE. Isso significa que todo o excedente co-gerado deverá ser negociado no âmbito do MAE e seu preço de venda será de livre negociação, excetuando a energia vendida no mercado *spot* (que será remunerada pelo preço vigente nesse mercado).<sup>30</sup> A seguir, a venda no mercado *spot* e a venda efetuada através de contratos bilaterais de curto prazo são discutidas.

##### **5.2.4.1 A venda no mercado *spot***

Conforme exposto no capítulo 2, prevê-se que o preço no mercado *spot* seja divulgado a cada hora (ou meia hora). Isso deverá ocorrer com o pleno funcionamento do MAE, previsto para o primeiro semestre do ano 2000. O momento atual pode ser considerado como de transição, contudo, há necessidade da fixação de um preço para remunerar a diferença entre o volume de energia elétrica disposto nos contratos iniciais e bilaterais e o efetivamente consumido ou ofertado pelos agentes. O pagamento dessa diferença é meramente um acerto financeiro, pois ocorre *ex-post* à entrega física da energia elétrica.

Por exemplo, se uma comercializadora, participante do MAE, assinou um contrato com uma geradora para comprar 150.000 MWh para julho e consumiu efetivamente 200.000 MWh. Em agosto, a comercializadora pagará o devido à geradora, equivalente aos 150.000 MWh entregues, ao preço definido, em contrato, entre as partes, e o MAE cobrará 50.000 MWh, referente ao que excedeu o contratado, ao preço vigente no mercado *spot*.

Enquanto o mercado *spot* não está efetivamente implantado, a Aneel tem divulgado mensalmente, desde junho de 1999, tarifas de energia de curto prazo para os períodos de ponta (TMOp – Tarifa marginal de operação na ponta) e fora de ponta

---

<sup>30</sup> A sistemática da formação dos preços no mercado *spot* é abordada no Capítulo 2.

(TMOfp – Tarifa marginal de operação fora de ponta),<sup>31</sup> para os subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Essas preços são os utilizados para a liquidação da diferença entre o volume de energia contratado e o efetivamente consumido ou ofertado. Essas tarifas são calculadas com base no custo marginal de operação (CMO) informado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), até o dia 27 de cada mês. A Tabela 23 mostra esses preços para os subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Tabela 23 - Tarifas de curto prazo marginal de operação na ponta (TMOp) e fora de ponta (TMOfp), para o subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, jul./1999 a fev./2000 (em R\$/MWh).

Mês	Horário de ponta (TMOp)	Horário fora de ponta (TMOfp)
Julho/1999	68,33	61,08
Agosto	117,05	43,06
Setembro	117,05	71,47
Outubro	117,05	89,08
Novembro	155,51	155,51
Dezembro	213,93	213,93
Janeiro/2000	285,50	285,50
Fevereiro	190,88	190,88
Média	158,16	138,81

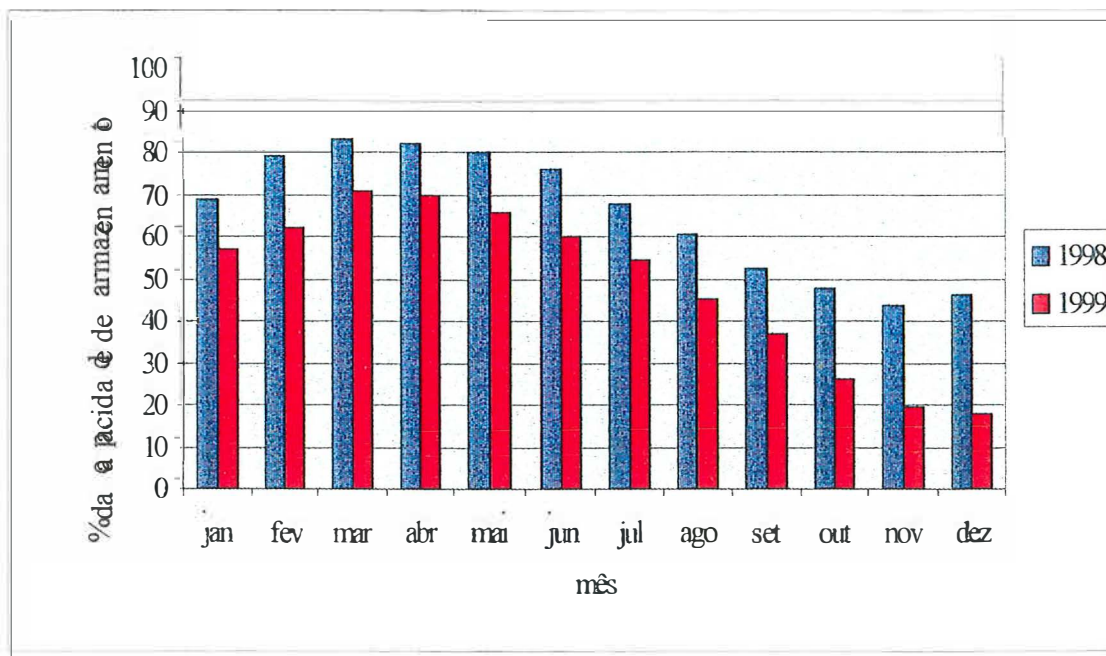
Fonte: Resoluções 224/Aneel (20/06/99), 236/Aneel (30/07/99), 259/Aneel (31/08/99), 283/Aneel (29/09/99), 329/Aneel (30/11/99), 375/Aneel (30/12/99) e 25/Aneel (28/01/00).

Os meses de divulgação desses preços pela Aneel, julho a novembro, fazem parte do chamado período seco para o setor elétrico (de escassez de chuvas). De acordo com a Portaria 33/DNAEE, de 11/02/88, o período seco compreende sete meses consecutivos, abrangendo de maio a novembro de um mesmo ano. O período denominado úmido é compreendido pelos cinco meses complementares ao período seco, abrangendo de dezembro de um ano a abril do ano seguinte. No período seco, os reservatórios das usinas hidrelétricas ficam consideravelmente reduzidos, conforme pode-se observar através da Figura 7.

Segundo Sauer (1999), essas tarifas, descritas na Tabela 23, estão elevadas (inclusive para os meses de dezembro a fevereiro, considerados meses do período

<sup>31</sup> De acordo com a Resolução 222/Aneel, de 30/06/99, para fins de remuneração das tarifas de curto prazo, o período de ponta é aquele compreendido entre as 18 e 21 horas, de cada dia útil no mês, para todo o sistema elétrico interligado.

úmido) provavelmente refletindo uma previsão de dificuldade de suprimento ou devido à queda percentual da energia armazenada em relação ao ano anterior, como demonstra a Figura 7. Segundo o autor, em condições normais de suprimento (com chuvas regulares), os custos de suprimento oscilam entre R\$ 25,00 e R\$ 55,00 por MWh.



Fonte Operador Nacional do Sistema – ONS (1999).

Figura 7 – Nível mensal de armazenamento nos reservatórios hidrelétricos do sistema elétrico Sul/Sudeste, 1998-1999 (em % utilizada da capacidade total de armazenamento).

Conhecendo-se o padrão provável de comportamento sazonal que os preços no mercado *spot* deverá apresentar, a possibilidade de participação nesse mercado do MAE deverá ser interessante para os autoprodutores e PIE's que, eventualmente ou regularmente, produzirão energia elétrica superior às suas necessidades, principalmente os do setor sucroalcooleiro que, no auge da safra de cana-de-açúcar, poderão gerar excedentes de energia co-gerada que serão comercializados no mercado *spot*, ao preço vigente naquele mercado.

### 5.2.4.2 Os contratos bilaterais de curto prazo

Para evitar a liquidação da diferença entre o contratado e o efetivamente consumido ou ofertado através das tarifas fixadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para o mercado *spot*, os agentes participantes do MAE têm firmado contratos bilaterais de curto prazo. São contratos com prazo de duração inferior a dois anos, registrados no MAE, mas com a liquidação sendo realizada ao preço acordado entre as partes e não ao preço fixado pela Aneel.

O incentivo em firmar esses contratos será forte para a parte que está exposta aos preços do mercado *spot*, ao menos em períodos em que esses preços encontram-se elevados. Inversamente, para a parte vendedora de energia elétrica, a princípio, haveria forte estímulo para realizar a venda através dos preços de liquidação fixados pela Aneel. Contudo, a incerteza de se conseguir compradores para todo o excedente de energia elétrica a preços como os dispostos na Tabela 23, tem conduzido os vendedores de energia elétrica a firmarem os contratos bilaterais de curto prazo.

Assim, os agentes do setor elétrico estão procurando ajustar a diferença entre o volume de eletricidade contratado e o efetivamente utilizado através de um preço livremente negociado, sem a interferência do MAE, através do estabelecimento de contratos bilaterais de curto prazo. A Tabela 24 apresenta a evolução do número e do volume contratados através desses acordos bilaterais, desde agosto de 1999.

Tabela 24 – Quantidade de contratos bilaterais de curto prazo e volume de energia elétrica negociados através de contratos bilaterais de curto prazo, agosto a dezembro de 1999.

Mês de liquidação	Quantidade de contratos bilaterais de curto prazo	Volume negociado para o horário de ponta (MWh)	Volume negociado para o horário fora de ponta (MWh)
Agosto	13	7.566	149.366
Setembro	21	19.656	278.620
Outubro	10	6.625	116.165
Novembro	10	6.252	109.350
Dezembro	08	7.513	128.232
Total	62	47.612	781.733

Fonte: Mercado Atacadista de Energia (1999).

Ainda, para evitar os custos de transação envolvidos na procura pela parte compradora nos contratos bilaterais de curto prazo, os geradores têm promovido leilões de venda de energia elétrica. O primeiro leilão foi promovido pelo Grupo Rede, em 30/07/99, realizado no Mercado Atacadista de Energia. Na oportunidade, a distribuidora Companhia Força e Luz Cataguazes arrematou um bloco de 10 MW oferecido pelo Grupo Rede, pagando R\$ 36,00/MWh (pouco acima do preço mínimo estabelecido em R\$ 35,97/MWh). O contrato bilateral vigorou até dezembro de 1999. Para a Companhia Força e Luz Cataguazes, a compra desse bloco de energia minorou seu déficit de energia elétrica, da ordem de 13,6 MW, cujo montante total seria liquidado aos preços de curto prazo fixados pela Aneel e expostos na Tabela 23. O Grupo Rede ainda ofereceu dois lotes de 20 MW, contudo, não houve interessados na aquisição (Gazeta Mercantil, 02/08/99).

### **5.3 A incerteza nos mercados de curto prazo**

Sob o enfoque da Economia dos Custos de Transação, a dimensão da incerteza parece ser a principal dificuldade para o desenvolvimento dessas transações entre co-geradores e compradores de seu produto, tomando-se como horizonte o curto prazo (um período inferior a dois anos). A eventualidade de não haver demanda pelo seu produto nos mercados de curto prazo, pode provocar a ociosidade dos ativos utilizados na geração de energia elétrica.

Desse modo, supõe-se que quanto maior a presença de incerteza na compra por seu produto, o co-gerador sucroalcooleiro deverá migrar para relações contratuais que garantam a estabilidade no percentual de utilização dos ativos específicos da atividade de co-geração de energia elétrica, ou seja, procurará firmar contratos de longo prazo, com as salvaguardas possíveis. Assim, para se avaliar adequadamente a comercialização nos mercados de curto prazo, há necessidade de se prever o comportamento do consumo mensal de energia elétrica (uma vez que, até o presente, a liquidação no mercado *spot* ocorre mensalmente). Se o padrão estimado para o consumo de energia se apresentar estável e regular, pode-se concluir que ocorrerão períodos em que a incerteza, advinda do risco de descontinuidade no fornecimento de energia elétrica, tenderá a ser menor.



Outra fonte de incerteza nos mercados de curto prazo será identificar o preço que vigorará nesses mercados. A volatilidade esperada nesses mercados deverá afetar as decisões sobre a escolha da forma de comercialização. Dessa forma, a seguir, serão estimados o comportamento mensal do consumo de energia elétrica e o padrão mensal de preços no mercado *spot*. O objetivo é verificar se ocorrerá um padrão elevado de oscilação para essas variáveis (o que indicaria um alto risco envolvido nas transações de curto prazo).

### 5.3.1 A sazonalidade no consumo de energia elétrica

Para mostrar o comportamento do consumo de energia elétrica, apresenta-se, a seguir, o índice médio mensal de sazonalidade, calculado pela Eletrobrás, para o sistema elétrico interligado Sudeste,<sup>32</sup> durante o período de 1992 a 1998. A metodologia utilizada pela Eletrobrás para cálculo desses índices de sazonalidade baseia-se em isolar de uma série temporal, no caso o consumo diário médio entre 1992 e 1998, a variação sazonal.<sup>33</sup>

Uma série temporal é composta pelas seguintes componentes: variação tendencial, variação sazonal, variação aleatória e variação cíclica. De acordo com Spiegel (1978), a variação sazonal refere-se a padrões idênticos, ou aproximadamente semelhantes, que uma série temporal obedece durante os mesmos meses de anos sucessivos. “Esses movimentos são resultantes de eventos periódicos que ocorrem anualmente, como, por exemplo, o súbito aumento das vendas de uma loja de departamentos, antes do Natal” (Spiegel, 1978, p. 470).

Desse modo, objetivando-se calcular um índice de sazonalidade de energia elétrica, isolou-se apenas a variação sazonal da série temporal consumo de energia elétrica das demais variações componentes da série temporal a ser trabalhada. De acordo com um dos responsáveis pela elaboração desses índices, Sr. Luiz Antonio Weschenfelder, o índice de sazonalidade considera uma taxa de crescimento do

---

<sup>32</sup> A Eletrobrás considera o sistema interligado Sudeste como sendo a área de atuação da geradora Furnas, compreendendo os Estados da Região Sudeste mais os Estados de Mato Grosso e Goiás e também parte do Estado de Tocantins (a parte sul, abaixo do paralelo 12°).

<sup>33</sup> A descrição da metodologia empregada pela Eletrobrás está disposta no Apêndice 1.

consumo de energia como sendo zero, procurando-se captar apenas o movimento sazonal dessa série temporal.<sup>34</sup>

Os índices médios mensais de sazonalidade relativos aos consumos total e na ponta para o sistema Sudeste, durante o período de 1992 a 1998, são mostrados na Tabela 25.

Tabela 25 - Índice mensal de sazonalidade relativo dos consumos total e na ponta de energia elétrica, sistema elétrico Sudeste, janeiro a dezembro.

<b>Consumo total</b>		<b>Consumo na ponta</b>	
Mês	Índice de sazonalidade relativo (mar. = 100,00)	Mês	Índice de sazonalidade relativo (mai. = 100,00)
jan.	96,60	jan.	91,66
fev.	99,01	fev.	95,22
mar.	100,00	mar.	96,10
abr.	97,97	abr.	99,15
mai.	97,59	mai.	100,00
jun.	96,87	jun.	99,41
jul.	97,74	jul.	99,90
ago.	98,78	ago.	99,40
set.	99,27	set.	98,16
out.	98,64	out.	96,76
nov.	97,80	nov.	93,54
dez.	96,06	dez.	92,84

Fonte: Eletrobrás (1999), adaptado pelo autor.

As estatísticas principais dessas variáveis são apresentadas na Tabela 26.

Tabela 26 – Variação no índice mensal de sazonalidade relativo dos consumos total e na ponta de energia elétrica, sistema elétrico Sudeste.

Indicador	Consumo total	Consumo na ponta
Valor mínimo	96,06 (dez.)	91,66 (jan.)
Valor máximo	100,00 (mar.)	100,00 (mai.)
Variância	1,36	8,77
Desvio padrão (DP)	1,17	2,96

Analisando o comportamento dos índices de sazonalidade para o consumo total, através da Tabela 25, observa-se que o período de maior consumo total no sistema elétrico Sudeste, tem ocorrido, principalmente, durante os meses de fevereiro e março (no primeiro semestre do ano) e entre agosto e outubro (no segundo

<sup>34</sup> “Como se não houvesse nenhum evento significativo no período em questão” (Luiz Antonio

semestre). A citada tabela indica um consumo na ponta elevado por um período contínuo entre abril e agosto, com os maiores registros ocorrendo em maio e julho. Dessa forma, nesses períodos, de maior consumo, a incerteza do co-gerador, derivada do risco da falta de comprador pelo seu produto, deverá ser menor nos mercados de curto prazo.

A análise da Tabela 26, mostra que o componente sazonal do consumo na ponta apresenta uma variação maior em relação ao consumo total. Uma importante conclusão é que os consumos total e na ponta apresentam comportamentos diferentes. Por tratar-se da mesma variável base (o consumo de energia elétrica), sendo diferenciado apenas o horário de consumo, à primeira vista, os dois índices poderiam apresentar um coeficiente de correlação positivo e significativo. Não obstante, é apresentado um coeficiente de correlação negativo da ordem de  $-0,07$ , identificando que, provavelmente, os preços no mercado *spot* no horário fora de ponta e de ponta deverão apresentar comportamentos distintos de variação.

Desde 1988, esse comportamento diferenciado durante as horas de um dia é reconhecido pelos agentes reguladores. Em 11 de fevereiro de 1988, através da Portaria 33/DNAEE, devido às características do consumo de energia elétrica, foram instituídos os conceitos de horário de ponta e fora de ponta, objetivando a criação de contratos de comercialização de energia elétrica que diferenciassem o preço conforme os horários de ponta e fora de ponta.

O horário de ponta seria composto por três horas consecutivas, definidas pela distribuidora de energia elétrica considerando as características do seu mercado consumidor. A exigência do órgão regulador é que essas horas estejam situadas no intervalo compreendido, diariamente, entre as 17:00 e 22:00 horas, exceção feita aos sábados e domingos. Desse modo, o horário fora de ponta seria o conjunto das horas complementares às três horas consecutivas definidas no horário de ponta. A explicação do motivo da introdução dos conceitos de horário de ponta e fora de ponta e da discriminação do preço da energia conforme esses horários, pode ser melhor apresentada através da Tabela 27, que identifica o horário em que ocorre o maior consumo de energia elétrica para a distribuidora paulista Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

Considerando (1) como sendo a hora em que ocorre o maior consumo de energia elétrica durante todo o dia, (2) como sendo a segunda maior hora de consumo e (3) a terceira maior hora de consumo, a distribuição média dessas horas durante uma semana, para a CPFL, ficaria como se segue:

Tabela 27 – Distribuição média horária dos três maiores consumos registrados de energia elétrica, CPFL, 1994-1998.

Mês	Segunda-feira					Terça a Sexta-feira					Sábado					Domingo					
	18	19	20	21	22	18	19	20	21	22	18	19	20	21	22	18	19	20	21	22	
<b>jan.</b>			<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>			<b>2</b>	<b>1</b>	<b>3</b>			<b>2</b>	<b>1</b>	<b>3</b>			<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	
fev.		3	2	1			3	2	1			3	1	2				2	1	3	
<b>mar.</b>		<b>2</b>	<b>1</b>	<b>3</b>			<b>2</b>	<b>1</b>	<b>3</b>			<b>2</b>	<b>1</b>	<b>3</b>				<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	
abr.		1	2	3			1	2	3			1	2	3				2	1	3	
<b>mai.</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>			<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>			<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>					<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	
jun.	3	1	2			3	1	2			1	2	3					1	2	3	
<b>jul.</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>			<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>			<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>				<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	
ago.		1	2	3			1	2	3			1	2	3				1	2	3	
<b>set.</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>			<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>			<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>				<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	
out.		3	2	1			3	2	1			3	1	2					1	2	3
<b>nov.</b>		<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>			<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>			<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>				<b>2</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	
dez.		3	2	1			3	1	2			3	1	2				3	1	2	

Fonte: Eletrobrás (1999).

Note que as primeira, segunda e terceira horas em que ocorre o maior consumo de energia elétrica se distribuem em 100% dos dias do ano entre as 18 e 22 horas. No caso da CPFL, como a Portaria 33/DNAEE permite a escolha do horário de ponta, desde que entre 17 e 21 horas, a distribuidora paulista escolheu o período entre as 18 e 21 horas como sendo o seu horário de ponta.

Assim, as características do comportamento do consumo de energia elétrica durante períodos mensais, dias da semana e horas do dia, descritas neste item, deverão ser observadas durante a comercialização da energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro. O empresário sucroalcooleiro, conhecendo o padrão sazonal do consumo de energia elétrica, poderá optar pela comercialização nos mercados de curto prazo em períodos onde o consumo de energia elétrica tende a apresentar-se elevado (conforme seu padrão de sazonalidade). Isso permitirá uma redução no nível

de incerteza, existente nas transações de curto prazo, relativo ao risco de inexistência de compra para a energia de co-geração.

### 5.3.2 O risco de preço nos mercados de curto prazo

Quanto a outra fonte de incerteza, o comportamento dos preços nos mercados de curto prazo, mesmo diante da análise realizada sobre o consumo de eletricidade, ainda não pode-se concluir sobre um padrão da variável preço nos mercados de curto prazo. É necessário analisar, também, o comportamento da oferta de eletricidade, verificando se essa variável responde positivamente ou não ao comportamento sazonal do consumo de eletricidade. Dessa forma, a seguir, apresenta-se a análise da oferta de eletricidade para o sistema elétrico Sudeste, para, então, prover uma estimativa sobre o perfil dos preços nos mercados de curto prazo.

#### 5.3.2.1 O comportamento da oferta de energia elétrica

No Capítulo 2, a Tabela 3 mostrou que a capacidade instalada tendo por fonte a geração hidrelétrica respondeu, em 1998, por 56 MW, enquanto a fonte termelétrica respondeu por apenas 5,3 MW. A citada Tabela pode ser reproduzida, sob a forma de participação relativa de cada fonte sobre a capacidade instalada do setor elétrico nacional, a Tabela 28 apresenta essa informação.

Tabela 28 – Participação relativa do tipo de fonte de geração sobre a capacidade instalada do setor elétrico brasileiro, 1998-2008 (em %).

Tipo de fonte	1998	2003	2008
Hidrelétrica	91,35	81,23	79,36
Termelétrica	8,65	16,39	18,76
Interligação com a Argentina	-	2,38	1,88
Total	100,00	100,00	100,00

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999-2008 - Eletrobrás (1999).

A Tabela 28 mostra a importância relativa da geração hidrelétrica para o sistema elétrico. Mesmo com o crescimento acentuado da geração termelétrica, previsto pela Eletrobrás, esse tipo de fonte de geração permanecerá sendo a principal,

pelo menos até o ano de 2008. Ademais, a expansão da geração termelétrica será realizada, preferencialmente, pelo setor privado. Diante disso, esse cenário de expansão para esse tipo de geração, descrito pela Eletrobrás, dependerá de condições de mercado extremamente favoráveis e estáveis para os projetos se concretizarem. Assim, espera-se que, na próxima década, a geração hidrelétrica continue sendo a principal influência, pelo lado da oferta, na formação dos preços no mercado *spot*.

Dado esse cenário, será analisado o comportamento de uma série histórica relativa ao período 1989-1999, para o nível de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas existentes no sistema elétrico Sudeste, supondo essa variável uma *proxy* adequada para a oferta de energia elétrica nesse sistema. A Tabela 29 apresenta o nível médio de armazenamento das usinas desse sistema, desde 1989.

Tabela 29 – Armazenamento médio dos reservatórios hidráulicos do sistema elétrico Sudeste, 1989-1999 (em % do nível máximo de armazenamento ocorrido no ano).

Ano	jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.
<b>1989</b>	<b>73,5</b>	<b>84,3</b>	<b>91,9</b>	<b>93,7</b>	<b>90,9</b>	<b>86,9</b>	<b>81,3</b>	<b>75,5</b>	<b>70,3</b>	<b>63,8</b>	<b>63,1</b>	<b>75,2</b>
1990	80,1	82,1	90,3	94,0	94,0	90,7	86,7	79,7	75,2	71,1	66,4	65,2
<b>1991</b>	<b>78,1</b>	<b>84,2</b>	<b>97,6</b>	<b>93,6</b>	<b>93,0</b>	<b>91,3</b>	<b>91,4</b>	<b>80,0</b>	<b>72,5</b>	<b>70,8</b>	<b>63,7</b>	<b>65,6</b>
1992	69,8	84,0	90,2	91,6	91,9	89,7	86,5	82,0	79,5	74,7	78,8	78,6
<b>1993</b>	<b>82,3</b>	<b>86,8</b>	<b>90,9</b>	<b>91,4</b>	<b>89,4</b>	<b>87,9</b>	<b>82,4</b>	<b>76,3</b>	<b>72,4</b>	<b>66,9</b>	<b>76,5</b>	<b>61,4</b>
1994	75,1	77,6	87,2	89,2	87,3	82,2	76,6	68,1	57,1	47,8	43,5	48,8
<b>1995</b>	<b>56,8</b>	<b>75,4</b>	<b>81,6</b>	<b>84,8</b>	<b>84,4</b>	<b>80,2</b>	<b>75,9</b>	<b>67,0</b>	<b>62,8</b>	<b>54,8</b>	<b>50,4</b>	<b>50,9</b>
1996	61,3	65,4	74,3	73,8	70,5	65,7	61,1	52,7	48,8	44,2	48,4	57,0
<b>1997</b>	<b>75,5</b>	<b>79,2</b>	<b>85,2</b>	<b>88,6</b>	<b>86,7</b>	<b>88,3</b>	<b>83,8</b>	<b>76,3</b>	<b>68,1</b>	<b>67,1</b>	<b>60,2</b>	<b>65,5</b>
1998	68,8	79,0	83,1	81,8	80,2	75,7	67,8	60,5	52,5	47,8	43,5	46,3
<b>1999</b>	<b>56,8</b>	<b>62,2</b>	<b>71,0</b>	<b>69,9</b>	<b>65,4</b>	<b>60,1</b>	<b>54,2</b>	<b>45,0</b>	<b>36,7</b>	<b>26,4</b>	<b>19,7</b>	<b>18,1</b>

Fonte: Operador Nacional do Sistema – ONS (1999).

Para identificar o padrão da oferta de eletricidade será elaborado um índice de sazonalidade para a variável armazenamento médio dos reservatórios do sistema

elétrico Sudeste, supondo essa ser uma *proxy* adequada para a oferta de energia elétrica. A seguir, apresenta-se a metodologia adotada para a construção desse índice.

### 5.3.2.1.1 O índice de sazonalidade de oferta de energia elétrica

O modelo teórico utilizado para a construção do índice de sazonalidade de oferta de energia de co-geração foi baseado em Hoffmann (1991), sendo adotada a hipótese de que a variável armazenamento dos reservatórios hidrelétricos do sistema Sudeste ( $P_t$ ) seja a soma de três componentes:

1. Uma tendência linear  $a + bt$ , onde  $a$  e  $b$  são parâmetros;
11. Um componente estacional  $e_j$  tal que
 
$$\sum_{j=1}^{12} e_j = 0 \quad (4)$$
111. Um termo aleatório  $u_t$ , com  $E(u_t) = 0$

Assim, tem-se:

$$P_t = P_{ij} = a + bt + e_j + u_t \quad (5)$$

Onde:

$i = 1, 2, \dots, n$  indica o ano;

$j = 1, 2, \dots, 12$  indica o mês;

$P_t = a$   $t$ -ésima observação da série temporal; e

todos os termos apresentam a mesma unidade de medida.

Segundo Hoffmann (1991), as estimativas não-tendenciosas dos componentes estacionais podem ser obtidas através da subtração dos  $P_t$  mensais das respectivas médias aritméticas móveis centralizadas de 12 meses. De acordo com o autor, a média aritmética móvel centralizada referente a  $P_t$  é dada pela expressão (6).

$$M_{ij} = M_t = (1/12) \times (0,5P_{t-6} + P_{t-5} + \dots + P_t + \dots + P_{t+5} + 0,5P_{t+6}) \quad (6)$$

Substituindo (4) e (5), nesta ordem, em (6), tem-se:

$$M_t = a + bt + [(1/12) \times (0,5u_{t-6} + u_{t-5} + \dots + u_{t+5} + 0,5u_{t+6})] \quad (7)$$

Considere  $d_{ij}$  como sendo as diferenças entre cada  $P_t$  e as respectivas médias móveis centralizadas, ou seja,  $d_{ij} = d_t = P_{ij} - M_{ij} = P_t - M_t$ . Assim, conforme (5) e (7):

$$d_{ij} = d_t = e + u_t - [(1/12) \times (0,5u_{t-6} + u_{t-5} + \dots + u_{t+5} + 0,5u_{t+6})] \quad (8)$$

Sendo  $E(u_t) = 0$  para todo  $t$ , então:

$$E(d_{ij}) = e_j \quad (9)$$

Assim,  $d_{ij} = P_{ij} - M_{ij}$  é um estimador não-tendencioso do componente estacional  $e_j$ .

Todavia, considerando a expressão (4), é aconselhável que as 12 estimativas dos  $e_j$  também apresentem soma igual a zero. Assim, se a soma de cada  $d_j$  diferir de zero, deve-se calcular a seguinte correção:

$$c = \sum_{j=1}^{12} d_{j(\text{médio})} \quad (10)$$

O valor de correção ( $c$ ) é subtraído de cada um dos  $d_{j(\text{médio})}$ , obtendo-se, então, as estimativas  $\hat{e}_j$  dos componentes estacionais, ou seja:

$$\hat{e}_j = d_{j(\text{médio})} - c \quad (j = 1, 2, \dots, 12) \quad (11)$$

As estimativas de  $\hat{e}_j$  dos componentes estacionais são fornecidas, a seguir, através da Tabela 30.



Tabela 30 - Índice mensal de sazonalidade relativo do armazenamento dos reservatórios, sistema elétrico Sudeste, janeiro a dezembro.

Mês	Índice de sazonalidade relativo (abr. = 100,00)
jan.	-24,09
fev.	32,43
mar.	92,10
abr.	100,00
mai.	90,40
jun.	69,85
jul.	34,90
ago.	-21,5
set.	-65,20
out.	-102,22
nov.	-111,75
dez.	-94,83

As principais estatísticas sobre o comportamento de variação desse índice de sazonalidade são apresentadas na Tabela 31.

Tabela 31 – Variação no índice mensal de sazonalidade relativo da oferta de energia hidrelétrica, sistema elétrico Sudeste.

Indicador	Variável
Valor mínimo	-111,75 (nov.)
Valor máximo	100,00 (abr.)
Variância	6.457,21
Desvio padrão (DP)	80,36

Analisando a Tabela 30, consegue-se observar que a sazonalidade da oferta de energia elétrica apresentaria um movimento de crescimento geralmente iniciando em janeiro, atingindo o máximo em abril. A partir desse mês, até novembro, a sazonalidade apresenta um movimento descendente, com o índice mais baixo ocorrendo em novembro de cada ano. A análise da Tabela 31 mostra que a oferta de energia elétrica no sistema Sudeste apresenta grande volatilidade, revelando, na verdade, as diferenças de regime pluviométrico existentes entre os meses do ano (estação de chuva *versus* estação de seca).

Quando a oferta de energia hidrelétrica apresenta baixos valores, devido à escassez de chuvas, a probabilidade da entrada no sistema elétrico de fontes de

geração com custos superiores ao apresentado pela fonte hidrelétrica será maior.<sup>35</sup> Se o consumo não acompanhar a queda na oferta de energia hidrelétrica, a probabilidade do custo marginal e, por conseguinte, o preço no mercado *spot*, vir a ser o representado por um fonte de geração de alto custo será elevada. Assim, há necessidade de verificar se os períodos de baixa oferta de energia hidrelétrica são coincidentes com os períodos em que ocorre um elevado consumo de eletricidade.

### 5.3.3 A oferta e o consumo de energia elétrica

Utilizando-se dos dados dispostos nas Tabelas 25 e 30, referentes aos índices de sazonalidade relativos de consumo de energia elétrica total e no horário de ponta e armazenamento médio dos reservatórios, pode-se construir um gráfico como o disposto na Figura 8.

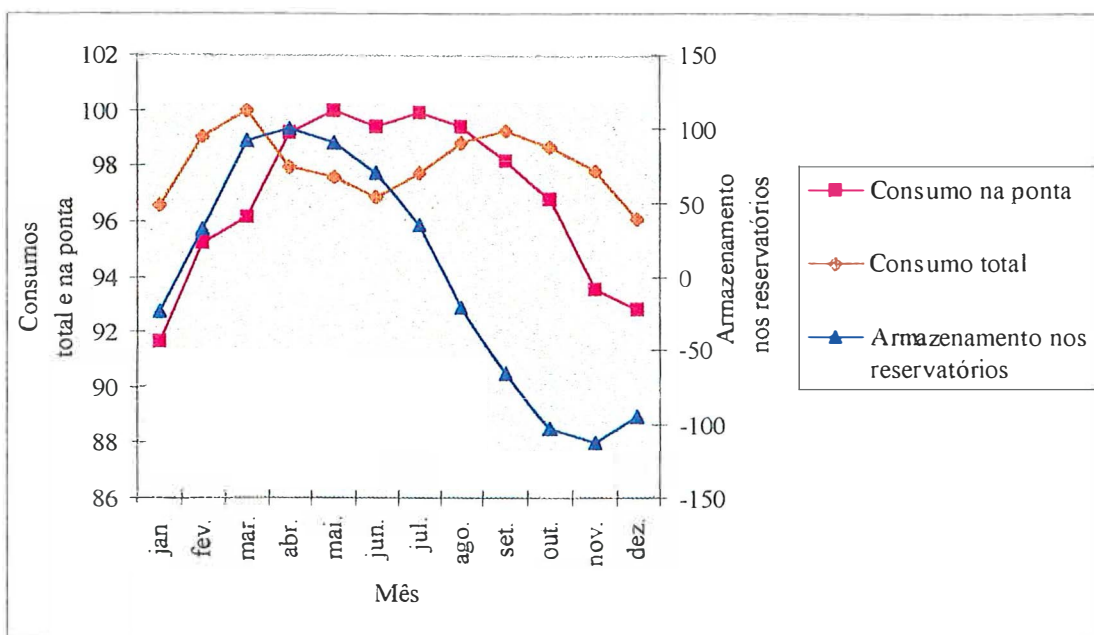


Figura 8 – Índices mensais de sazonalidade relativos para o consumo total e para o consumo na ponta e armazenamento dos reservatórios, sistema elétrico Sudeste, janeiro a dezembro.

<sup>35</sup> A Tabela 20, disposta no capítulo 4, mostrou que a geração de energia hidrelétrica (competitiva) apresenta, comparativamente às demais, o menor Valor Normativo, da ordem de R\$ 57,20 por MWh. Sendo o Valor Normativo baseado no Custo Marginal de Operação (CMO), pode-se supor que a geração de energia hidrelétrica é a que possui o menor custo marginal do sistema elétrico brasileiro

Através da observação da Figura 8, pode-se afirmar que entre os meses de janeiro e abril não deverá ocorrer um valor muito elevado para os preços nos mercados de curto prazo, pois, nesse período, a *proxy* para a oferta de energia elétrica parece responder adequadamente ao crescimento verificado para o consumo de energia elétrica, sobretudo o consumo no horário de ponta.

Não obstante, a partir do mês de junho, o consumo total de energia elétrica inicia um movimento sazonal de crescimento até o mês de setembro. Nesse mesmo período, esse movimento de alta do índice de sazonalidade do consumo total é acompanhado pelo decréscimo do índice de sazonalidade dos reservatórios hidrelétricos, o que deverá representar a elevação da tarifa de consumo fora de ponta praticada no mercado *spot*. Quanto ao consumo de eletricidade no horário de ponta, apesar de seu índice de sazonalidade apresentar uma trajetória descendente a partir de julho até o final do ano, os preços nos mercados de curto prazo deverão apresentar-se elevados no período, pois esse movimento descendente não é tão pronunciado quanto o registrado para a *proxy* da oferta de energia elétrica, considerando o mesmo período.

Desse modo, apesar de, em alguns períodos, o consumo na ponta e total de energia elétrica apresentar movimentos sazonais parecidos com o índice de sazonalidade da variável reservatórios hidrelétricos,<sup>36</sup> a variação da *proxy* para o índice de sazonalidade da oferta de energia elétrica é bem superior à variação dos índices de consumo na ponta e total, como pode ser observado através das estatísticas descritas nas Tabelas 26 e 31. Provavelmente, isso seja o motivo principal para os preços no mercado *spot*, para o sistema elétrico Sudeste, apresentarem-se tão elevados, conforme visto na Tabela 23, mesmo considerando que há períodos em que a retração no nível de armazenamento médio dos reservatórios hidrelétricos (período seco) é coincidente com períodos decrescentes dos índices de sazonalidade dos consumos na ponta e total.

Identificado o comportamento esperado para os preços dos mercados de curto prazo, é interessante identificar se o período em que a energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro entra no sistema elétrico coincide com os períodos esperados de

alta para esses preços. Para tanto, precisa-se identificar o comportamento mensal da produção da energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro. Como *proxy* dessa variável será utilizada a produção mensal de cana-de-açúcar moída.

### 5.3.4 O comportamento esperado para os preços nos mercados de curto prazo e a energia de co-geração

O período de safra para o setor sucroalcooleiro compreende, basicamente, os meses de maio a dezembro. Por conseguinte, devido ao problema de perecibilidade do bagaço da cana-de-açúcar, o fornecimento de energia elétrica co-gerada às distribuidoras locais tem coincidido com o período de safra do setor sucroalcooleiro, ou seja, dos meses de maio a dezembro.

Diante disso, para verificar qual seria o padrão da oferta de energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro, ao longo desse período, será utilizada como *proxy* dessa variável, a produção de cana-de-açúcar moída mensal, desde a safra 1996/97 até a atual. A Tabela 32 apresenta essa série temporal.

Tabela 32 – Produção de cana-de-açúcar moída mensal, região Centro-Sul, safras 96/97 a 99/00 (em mil toneladas).

Mês	Safra 96/97	Safra 97/98	Safra 98/99	Safra 99/00
mai.	12.166	17.990	17.633	26.262
jun.	35.101	29.204	35.615	38.450
jul.	37.519	38.361	41.095	38.191
ago.	39.391	42.095	37.584	43.734
set.	33.982	41.107	40.640	39.551
out.	33.189	34.939	36.041	37.453
nov.	25.887	29.373	32.435	27.866
dez.	12.909	14.282	24.287	14.758

Fonte: Boletim de Acompanhamento de Safra - UNICA (1999).

<sup>36</sup> Principalmente o índice de sazonalidade referente ao consumo de ponta (que apresenta um índice de correlação de 0,54).

Para analisar o padrão da oferta de energia de co-geração, será elaborado, também, um índice de sazonalidade, adotando-se a mesma metodologia descrita no item referente à análise do comportamento sazonal da capacidade de armazenamento nos reservatórios hidrelétricos. A seguir, apresenta-se o índice mensal de sazonalidade calculado para a *proxy* da oferta de energia elétrica de co-geração.

Tabela 33 - Índice mensal de sazonalidade relativo da produção de cana-de-açúcar moída, região Centro-Sul, maio a dezembro.

Mês	Índice de sazonalidade relativo (ago. = 100,00)
mai.	-129,74
jun.	25,63
jul.	78,94
ago.	100,00
set.	84,12
out.	35,91
nov.	-27,82
dez.	-167,03

As principais estatísticas do comportamento da variação desse índice de sazonalidade são apresentadas na Tabela 34.

Tabela 34 – Variação no índice mensal de sazonalidade relativo da produção de cana-de-açúcar moída, região Centro-Sul.

Indicador	Índice de sazonalidade
Valor mínimo	-167,03 (dez.)
Valor máximo	100,00 (ago.)
Variância	10.108,87
Desvio Padrão (DP)	100,54

Para analisar se o período em que a energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro entra no sistema elétrico é coincidente com os períodos esperados de alta para os preços vigentes nos mercados de curto prazo, as variáveis dispostas na Figura 8 são confrontadas com os dados dispostos na Tabela 33. A Figura 9 reúne essas variáveis em um único gráfico.

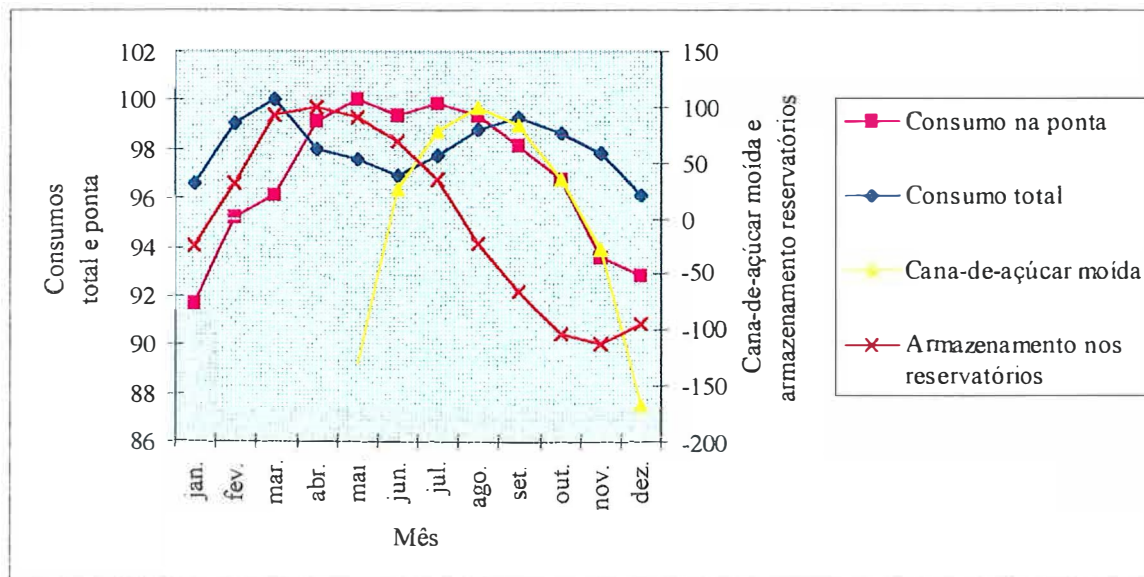


Figura 9 – Índices mensais de sazonalidade relativos para o consumo total e para o consumo na ponta, armazenamento dos reservatórios, sistema Sudeste, e para a produção de cana-de-açúcar moída, região Centro-Sul, janeiro a dezembro.

A observação da Figura 9 permite avaliar que o período de fornecimento de energia co-gerada sucroalcooleira ao sistema elétrico é crescente, durante os meses de maio a agosto, correspondendo, quase que integralmente, ao período previsto de crescimento para o consumo total (junho a setembro) e à retração no nível de armazenamento dos reservatórios hidrelétricos (abril a novembro). Assim, acredita-se que a energia co-gerada pelo setor sucroalcooleiro negociada no mercado *spot* tenderá a obter uma ótima remuneração, desde que comercializada principalmente no período entre junho e setembro e no horário considerado fora de ponta. Quanto à comercialização no horário de ponta, supõe-se também que a remuneração tenderá a permanecer atraente para o período entre junho e setembro, pois, como mencionado, o movimento descendente do consumo de ponta, verificado nesse período, não é tão pronunciado quanto o decréscimo registrado para a *proxy* da oferta de eletricidade do sistema elétrico Sudeste.

Dessa forma, deverão ocorrer períodos mensais nos mercados de curto prazo onde a incerteza na transação, relacionada ao risco de preço e à falta de compradores do produto do co-gerador, tenderá a ser relativamente menor, comparativamente a outros períodos.

#### **5.4 Avaliando as estruturas de governança esperadas no setor elétrico brasileiro**

O ambiente institucional vigente no setor elétrico anteriormente ao início de seu processo de reestruturação era caracterizado pela presença regulada de monopsonios e monopólios em todos os segmentos desse setor. As atividades de produção, distribuição e comercialização de energia elétrica eram realizadas por empresas verticalizadas (algumas internalizando todas as etapas da cadeia produtiva, outras gerando e transmitindo e, ainda, outras apenas distribuindo e comercializando), mas que exerciam o monopólio ou monopsonio em sua área de concessão. As empresas que não internalizavam todas as etapas da cadeia de produção, devido à elevada especificidade do ativo transacionado, se protegiam através de contratos de longo prazo.

Dessa forma, a estrutura de governança predominante no setor elétrico, anterior ao avanço do processo de sua reestruturação, era a de **governança hierárquica**. Os atributos relacionados às transações (como a especificidade do ativo) e as características do ambiente institucional edificado, durante os anos 60 e 70, com o objetivo de se auferir economias de escala e de escopo, podem ser citados como alguns dos motivos para a adoção predominante da estrutura de governança hierárquica.

No topo da coordenação hierárquica estava a Eletrobrás, capturando os órgãos de operação, de planejamento, de financiamento e até de regulação do setor elétrico. “A especificidade dos ativos (intensivos em capital, interdependentes, que geram externalidades positivas e negativas, e de custos e preços voláteis), exige uma intensa cooperação e uma coordenação centralizada, caso contrário, fica praticamente impossível a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis” (Santana & Oliveira, 1999, p.379). Assim, esses atributos nas transações do setor elétrico favoreceram a implantação de uma estrutura de governança hierarquizada no setor

elétrico brasileiro, propiciando o estabelecimento de uma Eletrobrás como a principal coordenadora dessa estrutura, tendo como forma contratual predominante, nas transações, os contratos de longo prazo.

Todavia, segundo Santana & Oliveira (1999), os custos de transação advindos das múltiplas funções desempenhadas pela Eletrobrás,<sup>37</sup> aliados às razões apresentadas sobre a necessidade de reestruturação (*vide* capítulo 2), estão conduzindo ao estabelecimento de um novo ambiente institucional. Esse processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro tem buscado inserir uma maior eficiência no setor elétrico através da competição, onde for possível, em segmentos desse setor. O novo ambiente institucional está sendo configurado através da observação desse objetivo. Assim, medidas de ordem regulatória como a desverticalização das empresas e de adoção de novos modelos tarifários, de incentivo à concorrência como a instituição das figuras do agente de comercialização e do consumidor livre, o estabelecimento de limites de *market share* para as empresas e o livre acesso às redes de transmissão e distribuição; podem ser citadas como ações de incentivo à competição no setor elétrico.

Desse novo ambiente, está surgindo uma estrutura de **governança híbrida**, com três elementos bem distintos: um mercado de curto prazo (representado pelos contratos bilaterais de curto prazo e pelo mercado *spot*), a comercialização através de contratos bilaterais de longo prazo e um coordenador central de operação do sistema (ONS). A convivência entre esses elementos exigirá a presença de instrumentos de incentivos ao desempenho e de limitação de ações de oportunismo. Além disso, a limitação legal à participação relativa do mercado *spot*, a volatilidade esperada nesse mercado, a especificidade dos ativos transacionados, a elevada frequência de transação, a inexistência de um cenário de relativo excesso de oferta e a necessidade de um fluxo de receita constante para os investidores; reforçarão a idéia, entre os agentes, da adoção de contratos de longo prazo nas transações e da escolha da estrutura de governança híbrida, como forma organizacional mais eficiente na minimização dos custos de transação.

---

<sup>37</sup> “Talvez por causa desses fatos é que dentre as principais medidas que fazem parte da proposta em curso ... é aquela que redefine o papel da Eletrobrás e que retira todas as funções dos centros de comando hierárquico da indústria” (Santana & Oliveira, 1999, p.381).



Essa nova estrutura de governança requer, para cada atributo das transações, desenhos contratuais específicos. Nas negociações de curto prazo deverão prevalecer os contratos clássicos (apesar de, no mercado *spot*, o preço não ser ditado pelo mercado). No mercado de longo prazo, as transações deverão ser efetivadas através de contratos neoclássicos e relacionais (ambos caracterizados pelo longo prazo de duração).

Dessa forma, considerando que as formas de comercialização adotadas no setor elétrico (e seus respectivos contratos) deverão variar conforme os custos e os atributos envolvidos em cada transação, espera-se que a presente dissertação possa auxiliar o co-gerador sucroalcooleiro, fornecendo subsídios para a tomada de decisão da melhor estratégia comercial a ser adotada, observando os atributos envolvidos em cada tipo de transação. A princípio, espera-se que, em virtude de o novo ambiente institucional estar ainda sendo delineado e das dimensões associadas às transações, o co-gerador continue a utilizar contratos de longo prazo, em conformidade com a nova estrutura de governança predominante no setor elétrico nacional: a forma híbrida.

## 6 CONCLUSÕES

O desenvolvimento desta pesquisa, relativa ao estudo do ambiente institucional e das transações existentes na atividade de co-geração sucroalcooleira, enfocou a etapa de comercialização do produto final dessa atividade. Este estudo foi desenvolvido em um período que pode ser considerado extremamente transitório para o ambiente institucional do setor elétrico brasileiro, devido a estar em curso um processo de reestruturação desse setor, ainda não plenamente consolidado.

Esse processo de reestruturação do setor elétrico tem conduzido à mudança da estrutura de governança predominante nessa indústria. Anteriormente ao início do processo de reestruturação, a estrutura de governança predominante era a hierárquica, representada pela presença da forte integração vertical no setor e das relações contratuais de longo prazo. Com o avanço do processo de reestruturação, um novo ambiente institucional está sendo moldado, sendo formuladas medidas de desverticalização e de limitação da concentração de poder no setor elétrico. Quanto às relações contratuais, apesar da predominância de contratos com longo prazo de duração, a possibilidade de comercialização através de contratos clássicos comprova a alteração do ambiente institucional. Dessa forma, a estrutura de governança que deverá predominar no setor elétrico será a híbrida (com características das estruturas de governança de mercado e hierárquica).

De acordo com a Nova Economia Institucional, as transações comerciais são diferenciadas com referência à incerteza, frequência, estrutura de informação e especificidade dos ativos. Essas variáveis definem se a transação comercial é realizada através de contratos de curto ou longo prazos. Para um consumidor livre, a incerteza no fornecimento e no preço da energia elétrica e a importância desse insumo em sua planta produtiva poderão afastá-lo dos contratos de curto prazo. Assim, apesar do mercado *spot* proporcionar uma rápida adaptação da forma de aquisição da eletricidade às mudanças na economia, devido à possibilidade de gerenciamento das compras em periodicidade mensal, o consumidor livre tenderá a realizar suas transações através de contratos de longo prazo, mesmo que as alterações nesse tipo de contrato representem custos para esse consumidor.

No caso específico do co-gerador sucroalcooleiro, a incerteza, a falta de tradição de atuação nos mercados de curto prazo e a especificidade dos atributos envolvidos na transação (sobretudo a especificidade temporal), permitem prever que esse agente continuará a preferir comercializar seu produto através de contratos de longo prazo. Apesar de a pesquisa identificar períodos em que a incerteza presente nessas transações tenderá a ser relativamente menor, uma análise mais ampla identificou como variáveis de decisão da estrutura de governança adotada não somente a remuneração e a incerteza presentes na venda da energia de co-geração, mas também a especificidade dos ativos. Assim, o conjunto dessas variáveis de decisão deverá conduzir os co-geradores a buscar relações contratuais de longo prazo na comercialização de seu produto.

Dessa forma, enquanto a reestruturação do setor elétrico não avançar rumo ao fortalecimento dos mercados de curto prazo, a incerteza e os atributos envolvidos na atividade de comercialização da energia de co-geração, o PIE sucroalcooleiro deverá permanecer comercializando seu produto através de relações contratuais de longo prazo. Todavia, de acordo com o Esquema de Três Níveis de Williamson, o avanço do processo de reestruturação deverá proporcionar alterações na análise apresentada nesta dissertação. Assim, com a consolidação do ambiente institucional planejado para o setor elétrico, a possibilidade de comercialização da energia de co-geração por meio de contratos clássicos nos mercados de curto prazo deverá ser novamente avaliada através de pesquisas sobre o tema.

No intuito de se estabelecer um ambiente institucional favorável à atividade de co-geração sucroalcooleira, sugere-se a adoção das modificações no ambiente institucional do setor elétrico nacional propostas nesta dissertação. Acredita-se que a implementação dessas propostas, por agentes públicos e privados, deverá auxiliar na dinamização da atividade de co-geração no setor sucroalcooleiro. Entre as diversas sugestões apresentadas, atenção especial deve-se ser dedicada àquelas que poderão fortalecer os mercados de curto prazo: a forma de regulamentação da garantia de compra pelo setor público e a revogação dos limites permitidos para o montante de energia não assegurada comercializada pelos agentes participantes do MAE com consumidores finais.

Quanto à primeira sugestão, de acordo com o apresentado nesta dissertação, seria adotada uma política de garantia de preço mínimo ao co-gerador sucroalcooleiro: esse agente poderia vender a um preço mínimo garantido ou teria a opção de venda no mercado *spot*, caso essa forma de comercialização se apresentasse a mais vantajosa. A adoção dessa medida, mesmo que temporária, certamente promoveria o fortalecimento dos mercados de curto prazo e da atividade de co-geração sucroalcooleira.

Com referência à segunda proposta, acredita-se que os agentes participantes do MAE deveriam ser os responsáveis pelo gerenciamento do risco existente no mercado *spot*. Limitar a opção de escolha dos agentes do setor elétrico não parece ser a atitude mais indicada para agentes de regulação que objetivam construir um ambiente mais competitivo para o setor elétrico brasileiro.

Por último, o conteúdo exposto neste trabalho agregará um número maior de informações ao co-gerador sucroalcooleiro e aos agentes interessados no desenvolvimento dessa importante atividade da economia canavieira, contribuindo, assim, para a diminuição dos custos de transação envolvidos na atividade de co-geração de energia no setor sucroalcooleiro.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, A. M. de; ANDRADE, C. A. M. de; BODINAUD, J. A. Biomass energy use in Latin America: focus on Brazil. In: Workshop Biomass Energy: Data, Analysis and Trends, IEA-International Energy Agency, Paris, mar. 1998.

AZEVEDO, P.F. de. Integração Vertical e Barganha. São Paulo, 1996. 219p. Tese (Doutorado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo.

AZEVEDO, P. F. de. Comercialização de Produtos Agroindustriais. In: BATALHA, M.O. (Coord.) **Gestão agroindustrial**. São Paulo: Ed. Atlas, 1997. cap. 2, v. I, p. 50-82.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES. **Cadernos de Infra-Estrutura: Setor Elétrico**. Rio de Janeiro, set. 1998, v. I, II e III.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES. **Programas de financiamento**. Rio de Janeiro. Disponível [Online] em <http://www.bndes.gov.br>, 15 de outubro de 1999.

BORN, P.H.; ALMEIDA, A.A de. **Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços**. Curitiba-PR: COPEL, 1997. Disponível [Online] em <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/dfc-eletobras>, 20 de novembro de 1998.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 94, de 30 de março de 1998. Estabelece condições relativas à participação dos Agentes de Geração e de Distribuição nos serviços e atividades de energia elétrica.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 245, de 31 de julho de 1998. Estabelece os critérios para composição da Rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 249, de 11 de agosto de 1998. Estabelece as condições de participação dos agentes no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e diretrizes para estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 264, de 13 de agosto de 1998. Estabelece as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 266, de 13 de agosto de 1998. Estabelece limite ao repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários de distribuição.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 271, de 19 de agosto de 1998. Dá nova redação aos artigos 2º e 7º da Resolução no 249, de 11 de agosto de 1998.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 446, de 23 de dezembro de 1998. Fixa os valores anuais da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, relativos ao exercício de 1999, para os concessionários de serviço público, autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 149, de 09 de junho de 1999. Homologa as Tarifas de Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica para Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 222, de 30 de junho de 1999. Estabelece os critérios para contabilização e faturamento de energia elétrica no curto prazo para os concessionários e autorizados pertencentes ao sistema elétrico interligado brasileiro.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 224, de 30 de junho de 1999. Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 233, de 29 de julho de 1999. Estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 236, de 30 de julho de 1999. Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 259, de 31 de agosto de 1999. Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 283, de 29 de setembro de 1999. Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 281, de 01 de outubro de 1999. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 311, de 29 de outubro de 1999. Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 329, de 30 de novembro de 1999. Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 375, de 30 de dezembro de 1999. Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 25, de 28 de janeiro de 2000. Fixa as Tarifas de Energia no Curto Prazo.

BRASIL. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.

BRASIL. Decreto nº 2.655, de 04 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

BRASIL. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). Portaria nº 33, de 11 de fevereiro de 1988. Define os conceitos e terminologias da estrutura tarifária horo-sazonal.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). Portaria nº 227, de 2 de julho de 1999. Determina que a Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS promova, dentro do prazo de dez dias, uma chamada pública para identificação dos excedentes de energia elétrica provenientes de co-geração, com o objetivo de sua comercialização a curto prazo, e dá outras providências.



BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. **Sumário Executivo Estágio VII**. Brasília, DF, 1997.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. **Reestruturação e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro: Encaminhamentos e Resultados**. Brasília, DF, abr. 1998.

BURKE L. When the Future is Now. **Energy in the News**, p. 21-30, spring/summer 1998.

BURNQUIST, H.L; BACCHI, M. R. P. Sazonalidade no mercado de açúcar. **Revista Preços Agrícolas – Mercados Agropecuários e Agribusiness**. Ano X, n. 115, mai. 1993.

CAMPANTE, F.R.; FERNANDES, F.T. **Verticalização versus concorrência: o dilema regulatório no setor elétrico brasileiro segundo a abordagem dos custos de transação**. Rio de Janeiro, IE/UFRJ, jun. 1998.

COASE, R. H. 1991 Nobel Lecture: The Institutional Structure of Production. **The Nature of the Firm**. New York: The Nobel Foundation, 1991. p. 227-235.

COASE, R. H. The New Institutional Economics. **The American Economic Review**, v. 88, n. 2, p. 72-74, 1998.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL. **Projetos estratégicos – administração estratégica**. In: FÓRUM DE COGERAÇÃO, Campinas, abr. 1999. Disponível [Online] em <http://www.ax.apc.org/~inee>, 05 de agosto de 1999

COOPERS & LYBRAND. **Brazil electricity sector restructuring study: draft report IV-I**. Brasília: DFE/SEN/ELETROBRÁS, jun./1997.

EATON, B.C.; EATON, D.F. **Microeconomia**. Trad. de Cecília C. Bartalotti. São Paulo: Saraiva, 1999.

ELETROBRÁS. **Plano Decenal de Expansão 1999-2008**. Brasília, DF: Eletrobrás/GCPS, 1999. Disponível [Online] em <http://www.eletrabras.gov.br>, 15 de julho de 1999.

ELETROBRÁS. **Relatório de caracterização do mercado de energia elétrica – Regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste – Curvas de carga e sazonalidade**. Brasília, DF: Eletrobrás/GCPS, 1999.

ELETROBRÁS/UFRJ. **Séries econômico-financeiras de empresas de energia elétrica** – demonstrações de 31/12/98. Rio de Janeiro, RJ, jul. 1999.

ELETROPAULO METROPOLITANA. Tudo o que você queria saber sobre a energia elétrica. Disponível [Online] em <http://www.metropolitana.com.br>, 22 de novembro de 1999.

ESCOLA SUPERIOR DE AGRICULTURA “LUIZ DE QUEIROZ”. Comissão de Pós-Graduação. Normas para elaboração de dissertações e teses. 2. ed. Piracicaba: ESALQ/USP, 1997. 94p.

FERGUSON, C.E. **Microeconomia**. Trad. de A.G. Barbassa e A.P. Brandão. 19. ed. Rio de Janeiro: Forense Universitária, 1996. 610p.

GOMES, A.A.C. A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro. Florianópolis, 1998. 92 p. Dissertação (M.S.) – Faculdade de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina.

GUIMARÃES, E. T. **Sistemas de cogeração**. Campinas: INEE, 1997. Disponível [Online] em <http://www.ax.apc.org/~inee>, 05 de agosto de 1999

HAYT, G. Electricity: deregulation of the power industry around the world is creating a huge new derivatives market. **Adtrading**, 1998. Disponível [Online] em <http://www.adtrading.com>, 11 de julho de 1999.

HOCHSTETLER, R.L. A reforma do setor elétrico no Brasil: as perspectivas de introdução de competição no segmento de geração. São Paulo, 1998. 168 p. Tese (Doutorado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo.

HOFFMANN, R. **Estatística para Economistas**. 2. ed. São Paulo: Ed. Pioneira, 1991. 426p.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). **Cogeração: legislação específica e correlata**. In: FÓRUM DE COGERAÇÃO, São Paulo, 1998. Disponível [Online] em <http://www.ax.apc.org/~inee>, 29 de dezembro de 1998.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). **Perspectivas da Reestruturação Institucional e Financeira do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília, DF: IPEA, 1997.

INTERNATIONAL COGENERATION ALLIANCE (ICA). In: FÓRUM DE COGERAÇÃO, Campinas, abr. 1999. Disponível [Online] em <http://www.ax.apc.org/~inee>, 05 de agosto de 1999.

JANK, M.S. Competitividade no Agribusiness Brasileiro: Discussão Teórica e Evidências no Sistema Carnes. São Paulo, 1996. 195p. Teses (Doutorado) – Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo.

LEMOS, A. A. S. Energia elétrica no Brasil e a cogeração como fonte energética alternativa. Ribeirão Preto, 1996, 68p. Monografia (Graduação) – Faculdade de Ciências Econômicas, Instituição Moura Lacerda.

- MAIA, F. **A reforma do setor elétrico brasileiro.** In: FÓRUM DE COGERAÇÃO, Campinas, abr. 1999. Disponível [Online] em <http://www.ax.apc.org/~inee>, 05 de agosto de 1999.
- MARION FILHO, P.J. **A evolução e a organização recente da indústria de móveis nos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.** Piracicaba, 1997. 151p. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Balanco Energético Nacional 1998.** Brasília, DF: Eletrobrás/MME, 1999. Disponível [Online] em <http://www.mme.gov.br>, 20 de janeiro de 1999.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Balanco Energético Nacional 1999.** Brasília, DF: Eletrobrás/MME, 1999. Disponível [Online] em <http://www.mme.gov.br>, 10 de novembro de 1999.
- MORAES, M.A.F.D. Alterações nas Relações Contratuais da Cadeia Sucroalcooleira, Decorrentes da Desregulamentação, Analisadas sob a Ótica da Nova Economia das Instituições. **Revista de Economia e Sociologia Rural**, v. 36, n. 3, p. 55-79, jul./set. 1998.
- MORAES, M.A.F.D. Financiamento para a Agroindústria Canavieira: Mercado de Carbono e Recursos Externos. **Revista Preços Agrícolas – Mercados Agropecuários e Agribusiness.** Ano XIV, n. 158, p. 14-16, dez. 1999.
- MURRAY, J. **The Benefits and Deficiencies of Energy Sector Liberalisation.** Paper prepared for the 2nd ASEAN Energy Business Forum Manila. Philippines: dec. 1998. 6 p.

NASCIMENTO, J. G. A. do; RIBEIRO FILHO, A. P.; ISHIHARA, C. A. A defesa da concorrência no setor elétrico brasileiro e a introdução da competição. Brasília, DF: Aneel, 1999.

NORTES, M. M. **Cogeneration and local power production: The future of electricity is arriving.** In: FÓRUM DE COGERAÇÃO, Campinas, abr. 1999. Disponível [Online] em <http://www.ax.apc.org/~inee>, 05 de agosto de 1999.

NORTH, D. C. Custos de Transação, Instituições e Desempenho Econômico. Trad. de Elizabete Hart. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, jun. 1994, 38p.

OLIVEIRA, A de. **Reforma do Setor Elétrico - Que podemos aprender com a experiência alheia?** Rio de Janeiro, UFRJ, Grupo de Energia, 1997.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). Informações de operação. Disponível [Online] em <http://www.ons.org.br>, 15 de novembro de 1999.

PESSALI, H.F. Teoria dos Custos de Transação: uma Avaliação Crítica. In: XXV ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, Recife, 1997. **Anais.** Recife: Anpec, 1997, p. 682-701.

PIRES, J.C.L.; PICCININI, M.S. **Mecanismo de regulação tarifária do setor elétrico** - experiência internacional e o caso brasileiro. BNDES: Texto para Discussão 64, 52p., jul. 1998.

RIBEIRO, A.R.B.M. Abastecimento de madeira para a produção de celulose: uma aplicação da Economia dos Custos de Transação. Piracicaba, 1998. 117p. Dissertação (M.S.) – Universidade de São Paulo.

RIBEIRO, B.A.M. Coordenação vertical do transporte de madeira: análise empírica dos arranjos institucionais existentes na indústria brasileira de celulose. Piracicaba, 1998. 113p. Dissertação (M.S.) – Universidade de São Paulo.

SANTANA, E.A.; OLIVEIRA, C.A.C.N.V. A Economia dos Custos de Transação e a Reforma na Indústria de Energia Elétrica do Brasil. **Estudos Econômicos**, v. 3, n. 3, p. 367-394, 1999.

SÃO PAULO (Estado). Secretaria do Estado de Energia. **O Desenvolvimento e as Perspectivas da Co-geração no Setor Sucroalcooleiro do Estado de São Paulo**. São Paulo, SP, 1997.

SAUER, I.L. **Livro branco da CESP**. Endereço [online] Disponível: [zilmar@mrssoft.com.br](mailto:zilmar@mrssoft.com.br) de [illsauer@iee.usp.br](mailto:illsauer@iee.usp.br), 28 de outubro de 1999.

SAUER, I. L. **O livro branco da CESP** – uma proposta para o desenvolvimento do Estado de São Paulo. São Paulo: USP – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, jul. 1999.

SPIEGEL, M. R. **Estatística**. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1978.

SORGE, J. A. **Interface do cogedor com a concessionária – tarifas de transporte**. In: FÓRUM DE COGERAÇÃO, Campinas, abr. 1999. Disponível [Online] em <http://www.ax.apc.org/~inee>, 05 de agosto de 1999.

SOUZA, Z. J. O consumidor ganhando poder de mercado no setor elétrico? **Economia & Energia**, n. 17, nov.-dez./1999.

SOUZA, Z.J.; BURNQUIST, H.L. O Potencial Sucroalcooleiro de Co-geração e a Questão da Comercialização. **Revista Preços Agrícolas** – Mercados Agropecuários e Agribusiness. Ano XIV, n. 158, p. 17-20, dez. 1999.

THEOTÔNIO, R.C.R. Princípios de análise da reforma do setor elétrico: um estudo comparativo. Florianópolis, 1999. Dissertação (M.S.) – Faculdade de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível [Online] em <http://www.gps.ufsc.br>, 07 de dezembro de 1999.

VINHAES, É.A.S. A reestruturação da indústria de energia elétrica: uma avaliação da possibilidade de competição através da Teoria de Mercados Contestáveis. Florianópolis, 1999. 118 p. Dissertação (M.S.) – Faculdade de Economia, Universidade Federal de Santa Catarina.

WEYDMANN, C.L. Diretrizes para Cooperativa no Agribusiness: um Estudo de Caso Usando Custos de Transação. In: O AGRONEGÓCIO BRASILEIRO: Desafios e Perspectivas, Brasília, 1998. **Anais**. Brasília: SOBER, 1998, p. 779-791.

WILLIAMSON, O.E. The Institutions of Governance. **The American Economic Review**, v. 88, n. 2, p. 75-79, 1998.

## APÊNDICE 1

### **Metodologia empregada para o cálculo do índice de sazonalidade dos consumos de energia elétrica total e de ponta**

A metodologia utilizada pela Eletrobrás (1999) para cálculo desses índices de sazonalidade adota os seguintes procedimentos:

1. A variação cíclica foi considerada como sendo uma componente neutra, dado que o mercado de energia elétrica pode ser classificado em ciclos anuais, desse modo constantes;

ii. A variável aleatória foi considerada como sendo normal com valor médio tendendo a um; e

iii. Para determinar a variação tendencial, adotou-se a técnica do ajustamento linear entre os valores médios anuais, sendo o ajuste feito de dois em dois anos, visando determinar a tendência de mercado entre o primeiro e o segundo ano.

Conhecendo-se os valores  $W$  (consumo diário) dos meses  $j$  ( $j = 1,2,3,\dots,12$ ) dos anos  $i$  ( $i = 1,2,3,\dots,n$ ) referentes aos consumos total e de ponta,<sup>1</sup> consegue-se determinar os valores mensais desses consumos, contendo apenas a tendência, utilizando a equação de regressão linear ( $y = a + bx$ ), devidamente adaptada e apresentada abaixo.

Sejam:

$m(i,j) = n^\circ$  de dias do mês  $j$  do ano  $i$ ; e

---

<sup>1</sup> Considerou-se consumo na ponta como sendo o horário entre 17 e 22 horas. O consumo médio de todas as horas do dia (englobando o horário de ponta) será caracterizado como sendo o consumo total.



$n(i,j) = n^\circ$  de dias até o 1º dia do mês  $j$  do ano  $i$

Tem-se que:

$$n(i,j) = \sum_{t=2}^j m(i,t-1) \quad (\text{para qualquer } j > 1), \text{ pois } n(i,1) = 0 \quad (4)$$

Então:

i. Consumo total

$$W'(i,j) = \sum_{i=1}^{m(i,j)} W(i-1) + \{ [(W(i) - W(i-1)) / k] \times [((k-1)/2) + 1 + n(i,j)] \} \quad (5)^2$$

ii. Consumo na ponta

$$W'(i,j) = W(i-1) + \{ [(W(i) - W(i-1)) / k] \times [((k-1)/2) + j] \} \quad (6)$$

Onde:

$W(i)$  = consumo total diário médio (MWh) ou consumo médio das pontas mensais (MWh) do ano  $i$ ;

$W(i-1)$  = consumo total diário médio (MWh) ou consumo médio das pontas mensais (MWh) do ano  $i-1$ ;

$W'(i,j)$  = valores mensais do consumo total ou de ponta ajustados através das equações 5 ou 6; e

$k$  = constante de ajustamento que pode assumir, no caso do consumo total, 365 (para o ano não bissexto) ou 366 (para o ano bissexto) e, no caso do consumo na ponta, 12.

<sup>2</sup> Note que essa expressão é um caso específico da expressão genérica linear, ou seja,  $(y = a + bx)$ .

A constante  $k$  corrige o coeficiente angular, pois, do primeiro valor de consumo total diário médio ( $W(i-1)$ ) até o segundo ( $W(i)$ ) ocorrem 365 ou 366 dias, enquanto que, na ponta, do primeiro valor mensal médio até o segundo existem 12 meses. Essa constante também permite o cálculo dos valores teóricos do consumo total diário com tendência do ano ( $i$ ) a partir do 1º dia de janeiro, pois, do dia central do ano ( $i-1$ ) até 31 de dezembro do mesmo ano ocorrem 182 ou 182,5 intervalos diários, enquanto que, na ponta, com a constante pode-se calcular os valores teóricos com tendência do ano ( $i$ ) a partir do mês de janeiro, pois do mês central do ano ( $i-1$ ) até dezembro do mesmo ano existem 5,5 intervalos mensais.

Para obterem-se os índices de sazonalidade de consumo total e na ponta basta encontrar a relação entre os valores observados de cada mês (que são função de uma determinada tendência e determinada sazonalidade) e os valores mensais ajustados através das equações 5 ou 6 (que são função de uma determinada tendência linear). Assim:

$$s(i, j) = w(i, j) / w'(i, j) \quad (7)$$

O cálculo dos índices de sazonalidade média do consumo total, para cada mês é dado através da média aritmética dos índices sazonais dos mesmos meses dos vários anos:

$$s(j)^- = \left[ \sum_{i=1}^n s(i, j) \times P(i) \right] / n-1 \quad (8)$$

Onde:

$s(j)$  = índice de sazonalidade média do mês  $j$ ;

$n$  = número de anos considerados; e

$P(i)$  = peso atribuído aos índices sazonais calculados para cada ano  $i$ .<sup>3</sup>

Para efeito de uma apresentação mais clara, a soma dos índices de sazonalidade de consumo total deve ser igual a 12 e a soma do índice do mês de

<sup>3</sup> De acordo com Luiz Antonio Weschenfelder (entrevista pessoal em 14/10/99), o peso visa atribuir maior ou menor valor a anos em que o consumo de energia elétrica pode ser considerado atípico.

ocorrência da ponta deve ser igual a um. Por isso, deve-se normalizar os índices de sazonalidade:

1. Consumo total

$$S(j) = [s(j) / \sum_{j=1}^{12} s(j)] \times 12 \quad (9)$$

- ii. Consumo na ponta

$$S(j) = s(j) / s' \quad (10)$$

Onde:

$S(j)$  = índice de sazonalidade normalizado para o mês  $j$ ; e  
 $s'$  = maior valor dentre os índices médios ( $s(j)$ ) calculados.

## APÊNDICE 2

### Resumo da legislação relevante para a co-geração de energia elétrica através do bagaço da cana-de-açúcar.

Data	Documento	Ementa
21/05/81	Decreto Lei n. 1.872	Dispõe sobre a <b>aquisição</b> , pelos concessionários de energia elétrica <b>de excedentes gerados por autoprodutores</b> e dá outras providências
22/10/81	Portaria DNAEE n. 84	<b>Regulamenta a aquisição</b> , pelas concessionárias de serviço público de eletricidade, <b>de excedentes de geração própria de autoprodutores</b> , desde que destinados ao fornecimento a unidades consumidoras situadas em áreas que sejam atendidas por meio de sistema elétrico isolado ou cujo atendimento imediato só possa ser feito através desse tipo de sistema.
31/12/85	Portaria DNAEE n. 283	Faculta aos consumidores autoprodutores de energia elétrica a contratação de <b>demandas suplementares de reserva</b> , a serem utilizadas quando da paralisação ou redução temporária da geração própria.
16/09/87	Portaria CONAMA n. 6	Estabelece normas à concessionária de exploração, geração e distribuição de energia elétrica de energia elétrica no tocante ao <b>licenciamento ambiental</b> .
11/02/88	<u>Portaria n. 33</u>	Define os conceitos e terminologias da <b>estrutura tarifária horo-sazonal</b> .
21/10/88	Portaria DNAEE n. 187	Aprova as “ <b>Normas para Apresentação de Estudos e Projetos de Usinas Termelétricas</b> ”.
23/12/88	Portaria DNAEE n. 246	Autoriza os concessionários de serviço público de energia elétrica, integrantes dos sistemas elétricos interligados, a <b>adquirir energia elétrica excedente de autoprodutores</b> .
13/06/89	Portaria DNAEE n. 94	Dá nova redação a diversos artigos e incisos <b>da Portaria DNAEE n. 246</b> , de 23/12/88.
13/06/89	Portaria DNAEE n. 95	Autoriza os concessionários de serviço público de energia elétrica, integrantes dos sistemas elétricos interligados, a <b>adquirir energia elétrica excedente de autoprodutores</b> .

18/03/93	Decreto n. 774	Regulamenta a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, <b>extingue o regime de remuneração garantida</b> , e dá outras providências.
24/10/93	Portaria DNAEE n. 220	Dá nova redação ao Artigo n. 24 da <b>Portaria DNAEE n. 246</b> , alterado pela <b>Portaria DNAEE n. 94</b> .
06/09/93	Decreto n. 915	Autoriza a <b>formação de consórcios</b> para geração de energia elétrica.
13/08/93	Decreto Estadual n. 37.234 (SP)	Cria o Comitê Executivo, junto ao Gabinete do Secretário de Energia, do <b>Programa de Produção de Energia Elétrica do Setor Sucroalcooleiro de São Paulo</b> .
13/02/95	Lei n. 8.987	Dispõe sobre o <b>regime de concessão e permissão</b> da prestação de serviços públicos previsto no Artigo n. 175 da Constituição Federal e dá outras providências.
07/07/95	Lei n. 9.074	Estabelece normas para <b>outorga e prorrogações das concessões e permissões</b> de serviços públicos e dá outras providências.
26/12/96	Lei n. 9.427	<b>Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL</b> , disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.
10/09/96	Decreto n. 2.003	Regulamenta a <b>produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor</b> e dá outras providências.
06/08/97	Lei n. 9.478	Dispõe sobre a <b>política energética nacional</b> , as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional de Petróleo e dá outras providências.
06/10/97	Decreto n. 2.335	<b>Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL</b> , autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo os Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.
10/11/97	Portaria DNAEE n. 459	Regulamenta as <b>condições para o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição</b> , de forma a viabilizar novos investimentos, a competição na geração de energia elétrica e propiciar a expansão da oferta a preços adequados para o consumidor.
12/11/97	<u>Portaria DNAEE n. 466</u>	Estabelece as <b>disposições relativas às condições gerais de fornecimento</b> a serem observadas na prestação e utilização do serviço

		público de energia elétrica, tanto pelos concessionários como pelos consumidores.
28/11/97	<u>Decreto n. 2.410</u>	Dispõe sobre o cálculo e o recolhimento da <b>Taxa de Fiscalização</b> de Serviços de Energia Elétrica instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e dá outras providências.
14/01/98	<u>Decreto n. 2.455</u>	Implanta a <b>Agência Nacional do Petróleo – ANP</b> , autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.
30/03/98	<u>Resolução ANEEL n. 94</u>	Estabelecer as seguintes condições relativas à <b>participação dos Agentes de Geração e de Distribuição</b> nos serviços e atividades de energia elétrica
27/05/98	<u>Lei n. 9.648</u>	Altera dispositivos das Leis n. 3.890-A, de 25 de abril de 1961; n. 8.666, de 21 de junho de 1993; n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; n. 9.074, de 07 de julho de 1995; n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a <b>reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS</b> e de suas subsidiárias e dá outras providências.
04/07/98	<u>Decreto n. 2.655</u>	<b>Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica</b> , define as regras de <b>organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico</b> , de que trata a Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.
31/07/98	<u>Resolução ANEEL n. 245</u>	Estabelece os critérios para composição da <b>Rede Básica</b> dos Sistemas Elétricos Interligados.
07/08/98	<u>Resolução ANEEL n. 248</u>	Estabelece as condições gerais da prestação de serviços de transmissão, de <b>contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão</b> de energia elétrica, vinculadas a celebração dos contratos iniciais.
11/08/98	<u>Resolução ANEEL n. 249</u>	Estabelece as condições de <b>participação dos agentes no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE</b> e diretrizes para estabelecimento do <b>Mecanismo de Realocação de Energia - MRE</b> .
13/08/98	<u>Resolução ANEEL n. 264</u>	Estabelece as condições para contratação de energia elétrica por <b>consumidores livres</b> .
13/08/98	<u>Resolução ANEEL n. 265</u>	Estabelece as condições para o exercício da <b>atividade de comercialização</b> de eletricidade.

13/08/98	<u>Resolução ANEEL n. 266</u>	Estabelece <b>limite ao repasse</b> , para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários de distribuição.
13/08/98	<u>Resolução ANEEL n. 270</u>	Estabelece condições e procedimentos para solicitação de <b>reajuste de tarifas</b> de eletricidade dos concessionários do serviço público de distribuição.
19/08/98	<u>Resolução ANEEL n. 271</u>	Dá nova redação aos Artigos 2º e 7º da <b>Resolução n. 249</b> , de 11 de agosto de 1998.
30/09/98	<u>Resolução ANEEL n. 307</u>	Aprova o <b>Estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS</b> .
11/11/98	<u>Resolução ANEEL n. 351</u>	Autoriza o <b>Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS</b> , a executar as atividades de <b>coordenação e controle</b> da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.
04/12/98	<u>Resolução ANEEL n. 394</u>	Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de <b>pequenas centrais hidrelétricas</b> .
04/12/98	<u>Resolução ANEEL n. 395</u>	Estabelece os procedimentos gerais para registro e <b>aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica</b> , assim como da <b>autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW</b> .
23/12/98	<u>Resolução ANEEL n. 446</u>	Fixa os valores anuais da <b>Taxa de Fiscalização</b> de Serviços de Energia Elétrica, relativos ao exercício de 1999, para os concessionários de serviço público, autoprodutores e PIE's.
18/05/99	<u>Resolução ANEEL n. 112</u>	Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras <b>fontes alternativas de energia</b> .
09/06/99	<u>Resolução ANEEL n. 149</u>	Homologa as <b>Tarifas de Fornecimento e Suprimento</b> de Energia Elétrica para Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL (vigentes até 09/06/2000).
30/06/99	<u>Resolução ANEEL n. 222</u>	Estabelece os <b>critérios para contabilização e faturamento de energia elétrica no curto prazo</b> para os concessionários e autorizados pertencentes ao sistema interligado brasileiro.
30/06/99	<u>Resolução ANEEL n. 223</u>	Regulamenta a <b>comercialização de energia não assegurada</b> para consumidores do grupo tarifário "A".

30/06/99	<u>Resolução ANEEL n. 224</u>	Fixa as <b>Tarifas de Energia no Curto Prazo.</b>
02/07/99	<u>Portaria MME n. 227</u>	Determinar que a Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS promova, dentro do prazo de dez dias, uma chamada pública para <b>identificação dos excedentes de energia elétrica provenientes de co-geração</b> , com o objetivo de sua comercialização a curto prazo.
29/07/99	<u>Resolução ANEEL n. 233</u>	Estabelece os <b>Valores Normativos</b> que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de eletricidade, por parte dos concessionários e permissionários.
30/07/99	<u>Resolução ANEEL n. 236</u>	Fixa as <b>Tarifas de Energia no Curto Prazo.</b>
13/08/99	<u>Resolução ANEEL n. 247</u>	Altera as <b>condições gerais da prestação de serviços de transmissão e contratação do acesso</b> , compreendendo os Contratos de Prestação do Serviço de Transmissão – CPST, Contratos de Uso dos Sistema de Transmissão - CUST e dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, vinculadas à celebração dos Contratos Iniciais.
31/08/99	<u>Resolução ANEEL n. 259</u>	Fixa as <b>Tarifas de Energia no Curto Prazo.</b>
03/09/99	<u>Pacto pelo emprego</u>	Integra do <b>pacto pelo emprego no agronegócio sucroalcooleiro.</b>
29/09/99	<u>Resolução ANEEL n. 283</u>	Fixa as <b>Tarifas de Energia no Curto Prazo.</b>
01/10/99	<u>Resolução ANEEL n. 281</u>	Estabelece as <b>condições gerais de contratação do acesso</b> , compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.
01/10/99	<u>Resolução ANEEL n. 282</u>	Estabelece <b>tarifas de uso das instalações de transmissão</b> de eletricidade, componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado.
01/10/99	<u>Resolução ANEEL n. 286</u>	Estabelece as <b>tarifas de uso dos sistemas de distribuição</b> de energia elétrica.
29/10/99	<u>Resolução ANEEL n. 311</u>	Fixa as <b>Tarifas de Energia no Curto Prazo.</b>
30/11/99	<u>Resolução ANEEL n. 329</u>	Fixa as <b>Tarifas de Energia no Curto Prazo.</b>
29/12/99	<u>Resolução ANEEL n. 371</u>	Regulamenta a contratação/comercialização de <b>reserva de capacidade</b> por autoprodutor ou PIE, para atendimento a unidade consumidora conectada às suas instalações de geração.
29/12/99	<u>Resolução ANEEL n. 372</u>	Fixa os valores anuais da <b>Taxa de Fiscalização</b> de Serviços de Eletricidade, relativos ao exercício de 2000, para os concessionários de serviço público, autoprodutores e PIE's.
30/12/99	<u>Resolução ANEEL n. 375</u>	Fixa as <b>Tarifas de Energia no Curto Prazo.</b>
28/01/00	<u>Resolução ANEEL n. 25</u>	Fixa as <b>Tarifas de Energia no Curto Prazo.</b>



## APÊNDICE 3

**Íntegra da legislação relevante para a co-geração de energia elétrica através do bagaço da cana-de-açúcar.**

### **Instruções básicas:**

1. Insira o disco flexível no *Drive* A ou B de seu computador;
2. Através do Gerenciador de Arquivos, abra o arquivo: **LEGISLACAO.zip**; e
3. Clique sobre o arquivo **INTEGRA.doc**.